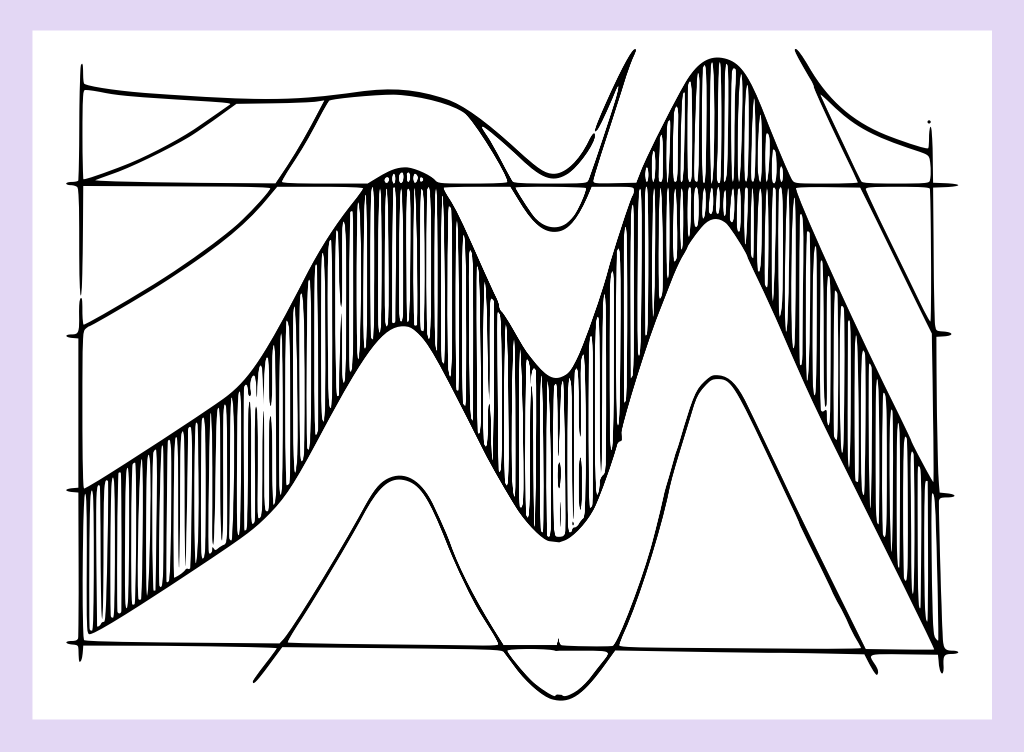
V. Sokolov, A. Foursov

PROSPECTIONS DÉTAILLÉES DE CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ



Éditions Mir Moscou

В. Л. СОКОЛОВ, А. Я. ФУРСОВ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА

V. SOKOLOV, A. FOURSOV

PROSPECTIONS DÉTAILLÉES DE CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ

ÉDITIONS MIR · MOSCOU

Traduit du russe
par *O. Partchevski*

На французском языке

INTRODUCTION

Le pétrole et le gaz occupent aujourd'hui une place primordiale dans le bilan énergétique des pays industrialisés. Ces minéraux utiles constituent la matière première d'une industrie chimique en développement produisant de nouveaux matériaux ; ils contribuent à l'essor technologique de nombre de branches industrielles, ainsi qu'à l'expansion de la propulsion de véhicules terrestres, marins et aériens. Autrement dit, le pétrole et le gaz sont les fondements du progrès technique et social moderne.

Aussi la recherche, la production et la consommation de pétrole et de gaz se sont-elles développées durant les décennies d'après-guerre à un rythme accéléré. Aujourd'hui, la production mondiale annuelle atteint près de 3 milliards de tonnes. Selon de nombreux spécialistes, ce niveau approche du maximum et déjà vers la fin des années 90 on peut s'attendre à une décroissance progressive. Mais même si ces prophéties se réalisent, il faudra encore longtemps pourvoir à l'appoint croissant de réserves de pétrole reconnues. Or, cela obligera à prospecter de nouveaux vastes territoires aux conditions complexes, à étendre les recherches au large des côtes des mers et des océans d'où déjà l'on tire près de 23 % du débit cumulé d'huile.

La production mondiale de gaz naturel a atteint en 1918 des trillions de mètres cubes et continuera certainement à augmenter. On peut présumer que l'accroissement demandé des réserves de gaz dépendra principalement de la mise en valeur de grandes profondeurs et des plans d'eau, de gisements à état de phase réversible et de composition chimique complexe en composés hydrocarburés et associés, du contrôle des pressions anomalement élevées et des hautes températures.

Comme on le voit, les objectifs et les conditions de prospection détaillée de pétrole et de gaz continueront à devenir de plus en plus compliqués. Cela doit être palié d'une part par le perfectionnement subséquent des techniques et des méthodes de prospection et, d'autre part, par le développement des bases théoriques de la prévision des possibilités pétrolifères et gazéifères.

La prospection géologique de pétrole et de gaz embrasse actuellement un ensemble compliqué de méthodes qui s'appuie sur une base industrielle en permanent perfectionnement. Le principe fondamental de ces travaux est l'échelonnement de l'étude des différentes sections de l'écorce terrestre, des conditions géologiques et géochimi-

ques qui y règnent, des réserves commerciales de pétrole et de gaz, ainsi que des conditions de leur exploitation. Cette étude s'appuie sur diverses mesures, des estimations comparées et l'établissement de modèles descriptifs, graphiques et analytiques de différente échelle et contenu : des bassins pétrolifères et gazéifères, des zones d'accumulation de pétrole et de gaz, des champs et gisements isolés.

La planification qualifiée et efficace, la mise en œuvre des prospections détaillées, l'utilisation adéquate de l'ensemble des techniques modernes et des méthodes de prospection exigent la connaissance de nombreuses disciplines scientifiques dont la géologie générale et régionale, la géotectonique et la géologie structurale, la géologie du pétrole et du gaz, des chantiers miniers, la géophysique, l'économie minière, etc. Mais c'est seulement l'expérience qui donne toute sa valeur aux prospections de pétrole et de gaz ; elle permet de mieux s'orienter dans des situations nouvelles, de puiser des analogies concrètes et des modèles semblables dans le bagage de connaissances acquises au cours d'une longue pratique. Sous forme généralisée, cette expérience s'exprime dans le cours de prospections détaillées de champs de pétrole et de gaz. Ce dernier constitue une partie spéciale du cours général traitant des techniques de prospection des minéraux utiles.

L'objectif du cours « Prospections détaillées de champs de pétrole et de gaz » est d'assurer aux géologues futurs des connaissances et le savoir-faire qui leur permettraient de rechercher efficacement les champs de pétrole et de gaz, d'établir leur type, leur valeur commerciale et de choisir le système rationnel de prospection du champ.

Ce manuel est destiné à l'enseignement technique secondaire spécial et constitue la traduction en français de la seconde édition parue en U.R.S.S. en 1979.

Les chapitres I-X, XIV, XV, le § 1 du ch. XVI, le § 4 du ch. XVII et le § 2 du ch. XVIII sont dus à V. L. Sokolov, tandis que les chapitres XI-XIII, les §§ 2-5 du ch. XVI, les §§ 1-3, 5, 6 du ch. XVII, le § 1 du ch. XVIII et les chapitres XIX-XXI ont été composés par A. Y. Foursov.

PREMIÈRE PARTIE

CONDITIONS GÉOLOGIQUES DE LA PROSPECTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

CHAPITRE PREMIER

TRAITS GÉNÉRAUX DE L'EXTENSION ET DE LA MISE EN PLACE DU PÉTROLE ET DU GAZ AU SEIN DE L'ÉCORCE TERRESTRE

Le pétrole et le gaz combustible naturel sont des minéraux utiles très répandus. Leurs accumulations sont pratiquement connues sur tous les continents, dans les îles et archipels et sous les eaux des mers bordant les continents et ces îles et archipels. Mais, en même temps, on constate dans les manifestations pétrolifères et gazéifères des irrégularités et une extension régionale et, pratiquement, une permanente et exclusive liaison avec des terrains d'origine sédimentaire. Les accumulations de pétrole et de gaz se concentrent en groupes serrés sur des vastes territoires constituant des régions ou *provinces pétrolifères et gazéifères* d'extension suffisamment individualisée. De plus, elles sont sous le contrôle des régions du Globe ayant subi une longue subsidence avec accumulation de puissants dépôts dégagés habituellement en *bassins sédimentaires.* Les bassins sédimentaires présentant des accumulations commerciales de pétrole et de gaz sont appelés *bassins* ou *champs pétrolifères* et *gazéifères.* Ainsi le pétrole et le gaz sont des minéraux utiles de la couverture sédimentaire de la Terre ou, plus précisément, des bassins sédimentaires terrestres.

Le pétrole et le gaz combustible naturel sont des minéraux utiles mobiles. Ils subissent des migrations au sein de la Terre et, souvent, affleurent à la surface. Mais en même temps ils constituent des accumulations souterraines ou des gisements de pétrole et de gaz en imprégnant *les roches poreuses et perméables* dites *roches-magasins ou réservoirs de pétrole et de gaz.* Ces accumulations présentent une grande variété de conditions de mise en place, de formes et de tailles. Leur extension au sein des bassins sédimentaires est irrégulière et est sous le contrôle de nombre de facteurs. Les venues de pétrole et de gaz à la surface se présentent sous forme de suintement des roches poreuses et perméables, des fractures, sous formes de sources à régime pulsatif de volcans de boue. Dans nombre de cas ces venues s'accompagnent d'accumulations, parfois très importantes, d'asphaltes solides et semi-solides, de malthes, produits de transformation (essentielle-

ment d'oxydation) de pétrole à la surface. Ainsi, en première approximation, on distingue des accumulations et manifestations superficielles et souterraines de pétrole et de gaz et des produits de transformation superficielle du pétrole.

Le pétrole et les gaz combustibles naturels sont des minéraux utiles apparentés de bassins sédimentaires du Globe. Et bien que la principale partie des réserves reconnues de pétrole et de gaz soit stockée dans des gisements à huile brute et à gaz seuls, il existe *une série d'accumulations mixtes de pétrole et de gaz*, plus précisément d'hydrocarbures liquides et gazeux. Dans ce cas, les gisements à huile seule contiennent pratiquement toujours des hydrocarbures gazeux dissous, parfois en quantités importantes allant jusqu'à 300-400 m^3/t d'huile. Dans la série des gisements mixtes on distingue tout d'abord les *gisements de gaz-huile* et *d'huile-gaz* où le gaz est non seulement à l'état dissous mais également à l'état libre, en occupant des volumes séparés dans l'accumulation entière, soit plus grands, soit plus petits que ceux d'huile. Ensuite, on distingue les *gisements à condensat*, accumulations de gaz naturel qui, dans les conditions de gisement, contiennent de grands volumes d'hydrocarbures liquides (condensats) dissous dans le gaz. Ces derniers diffèrent quelquefois très peu des huiles légères.

Dans la série des gisements à gaz on a reconnu des formations singulières rappelant la glace et qui sont constituées de composés solides de gaz et d'eau. Les *gisements de gazohydrates* apparaissent et se conservent dans des conditions de gisement spécifiques des régions à pergélisol et dans les assises de fond des mers profondes formées de sédiments et autres roches où leur large extension est soit établie soit pronostiquée.

C'est ainsi que les accumulations de pétrole et de gaz ou, plus généralement, d'hydrocarbures se distinguent non seulement par les conditions de mise en place mais également par la composition et l'état de phases des hydrocarbures. En outre, il se peut que dans un même bassin sédimentaire (pétrolifère et gazéifère) existent conjointement différentes formes d'accumulations avec prépondérance de telles ou telles d'entre elles. Mais dans tous les cas il y a accumulation différenciée ou zonale de telle ou telle composition. Sous forme la plus générale ce phénomène se traduit par une zonalité, c'est-à-dire par l'individualisation relative de l'extension des ressources de pétrole et de gaz de spécialisation de telles ou telles régions, assises et même de bassins sédimentaires entiers en pétrole ou en gaz.

Conditions de mise en place. *Accumulations superficielles ou proches de la surface.* Quand le pétrole apparaît près de la surface terrestre ou directement sur la surface, il s'évapore ou s'oxyde, perd les fractions légères (benzéniques et kérosèniques) et s'enrichit en composés solides, les résines et les asphaltènes. Sa transformation s'accompagne avec la formation de la séquence des minéraux d'origine colloïdale : huile lourde, malthe, asphalte, asphaltite. Ce sont des dérivées naturelles du pétrole, les bitumes visqueux et solides ou les naph-

tides (naphtobitumes). Leur caractéristique générale (d'après N. B. Vassoévitch) est donnée au tableau 1. Les accumulations superficielles et proches de la surface d'huile lourde, de malthes et d'asphaltes se forment par écoulement du pétrole des grosses accumulations souterraines (suivant les fissures, les surfaces de discordances, les strates poreuses et perméables) ou par suite d'érosion de ces accumulations, ou directement, sans rapport avec ces dernières. Parmi les accumulations superficielles d'importance commerciale on distingue dans une première approche: a) les accumulations libres de malthes et d'asphaltes relativement pures en forme de dykes remplissant les dépressions du terrain et constituant des impégnations par ces produits d'oxydation et d'évaporation du pétrole de roches poreuses et perméables, essentiellement de sables, de grès et de calcaires.

Tableau 1

Teneur en composants de naphtides (de la transformation d'huile brute aux asphaltites), %

Espèce de naphtides	Résines	Huiles	Asphaltènes	Etat physique
Pétroles	65-100	0-30	0-10	Liquides
Malthes	45-65	30-40	5-15	Semi-liquides, visqueux
Asphaltes	25-45	30-50	15-40	Solides, fondent facilement
Asphaltites	5-25	5-50	30-90	Solides, fondent

Les accumulations libres d'huile lourde, de malthes et d'asphaltes s'étendent quelquefois sur plusieurs kilomètres et occupent des surfaces de mille hectares en renfermant des dizaines de millions de tonnes de bitumes dont l'exploitation est artisanale ou industrielle. Ces accumulations sont connues depuis les temps bibliques au Proche et Moyen Orient, en Iran, Irak et autres endroits. Une des plus grosses accumulations connues de naphtides visqueux sont les sables asphaltiques de l'île de Trinidad, au large des côtes vénézuéliennes. Elles sont activement mises en valeur et on en a déjà extrait plusieurs millions de tonnes de bitumes. Les émanations superficielles visibles de gaz sont habituellement en rapport avec des plans ou des sources d'eau. D'énormes masses de gaz sont éjectées par les éruptions périodiques de volcans de boue dispersés sur la presqu'île d'Apchéron.

Un second type d'accumulations de naphtides visqueux et solides est dû à l'érosion ayant laissé une partie des gisements de pétrole mis en place dans le sous-sol et que les agents météoriques ont partiellement détruits. Les pétroles de la partie conservée du gisement ont également été altérés et solidifiés et sont devenus des bitumes

solides ou très visqueux qui imprègnent la roche. Ces accumulations de bitumes sont répandues en Californie, sur la presqu'île d'Apchéron et dans la région de Volga-Oural. Les accumulations les plus importantes au Monde de ces asphaltes et malthes sont en rapport avec les grès crétacés d'Athabasca à l'Ouest du Canada et sont aujourd'hui activement exploitées.

Ces dernières décennies les accumulations superficielles de bitumes libres et dispersés dans la roche attirent de plus en plus l'attention comme sources complémentaires réelles de ressources d'hydrocarbures, et nombre de ces accumulations sont même exploitées sur une base industrielle solide. Simultanément les indices superficiels de pétrole et de gaz, comme les accumulations de malthes et d'asphaltes témoignent des possibilités pétrolifères et gazéifères commerciales du sous-sol de ces régions. Et il ne faut pas oublier que la découverte de régions pétrolifères et gazéifères d'importance commerciale ainsi que de beaucoup de champs de pétrole et de gaz commence souvent par le forage des sections de terrains proches de ces manifestations. Aussi leur dégagement et étude n'ont-ils pas perdu leur importance sous cet angle également.

Les *accumulations souterraines* de pétrole et de gaz sont mises en place et stockées dans des *réservoirs naturels*. C'est ainsi qu'on appelle les corps stratiformes, en amas et lenticulaires des terrains poreux et facilement perméables qui, partiellement ou de tous les côtés, sont fermés par des roches peu perméables. La porosité et la perméabilité est acquise par les roches grâce aux fins pores, cavernes et fissures qui communiquent entre eux en créant un système commun de vides liés entre eux de réservoir naturel capable de contenir et d'y laisser circuler l'huile, le gaz et l'eau. Les réservoirs naturels se distinguent par leur forme, le type de la roche-magasin, l'extension et la capacité, les conditions de gisement et autres caractéristiques. Le réservoir naturel le plus banal et le plus répandu est la couche de sable et de grès intercalée entre des strates argileuses ou enfermée dans une assise argileuse.

Les réservoirs naturels constituent des réceptacles naturels d'eau, d'huile et de gaz de l'enveloppe sédimentaire de la Terre. Ils sont pratiquement toujours remplis de fluides, essentiellement d'eau. Il est estimé que les hydrocarbures liquides et gazeux migrent dans les roches-magasins aquifères des réservoirs aussi bien sous forme dispersée que concentrée, en solutions aqueuses, de vapeur et de gaz, de gaz, en filets, gouttelettes et bulles d'huile et de gaz. Les processus de dégagement et de fusion des gouttelettes et de bulles en masses relativement homogènes d'huile et de gaz s'achèvent dans les roches-magasins d'un réservoir naturel. Ces masses acquièrent alors un pouvoir d'élévation et une mobilité dans le milieu poreux et remontent vers le toit du réservoir et plus loin à l'amont de ce dernier, chassées en fin de compte dans les *pièges de pétrole et de gaz* où elles forment des accumulations isolées ou élémentaires, les *gisements de pétrole et de gaz.*

Les conditions de piégeage de pétrole et de gaz peuvent être remplies par tout bombement (soulèvements, saillants) fermé en plan du corps d'un réservoir naturel, c'est-à-dire du contact réservoir-couverture, y compris les ploiements en anticlinal du réservoir dans son ensemble. Les pièges les plus répandus sont les soulèvements en forme de dômes des réservoirs stratiformes (fig. 1, *a*). Les pièges de pétrole et de gaz se forment également dans les zones d'amincissement à l'amont (rupture, variation latérale de faciès) des roches-magasins du réservoir naturel (fig. 1, *b*). Le pétrole et le gaz remplissent le piège en remontant et en chassant le fluide plus dense, l'eau. Ils ne peuvent la dépasser qu'une fois le volume *effectif* du piège, c'est-à-dire le système des vides communicants de la roche-magasin, complètement rempli. Quelquefois les limites du réservoir et du piège coïncident. Par exemple, au cas d'une lentille de sable enfermée dans une assise argileuse, ou d'une zone de fractures dans des roches compactes: roches carbonatées, schistes, etc. Dans ces cas le réservoir constitue un piège unique. Etant entièrement rempli de pétrole ou de gaz, il ne contient pratiquement pas d'eau.

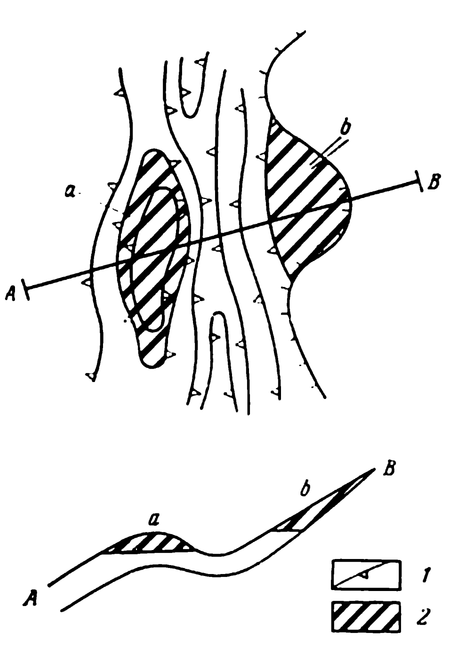


Fig. 1. Pièges à magasin unique de pétrole et de gaz

1 — isohypses du toit de la couche; *2* — gîtes de pétrole ou de gaz

Les gisements de pétrole et de gaz se différencient d'abord d'après le type de pièges qui les contiennent. Ensuite, d'après la composition en phases des hydrocarbures, d'après la taille. Ils peuvent renfermer du pétrole, du gaz, ou bien du pétrole et du gaz. Dans tous les cas il s'établit un équilibre entre le gaz, l'huile et l'eau et, en général, des contacts pratiquement horizontaux entre eux. Les gisements peuvent être d'une très petite taille, seulement de quelques hectares. Mais parfois ils peuvent atteindre des dimensions gigantesques en s'étendant sur plusieurs dizaines de kilomètres. En général, la taille des gisements de pétrole et de gaz est estimée en volumes de pétrole et de gaz *récupérables*, c'est-à-dire pouvant être extraits du gisement. On connaît dans le monde environ deux dizaines de gisements de pétrole et de gaz, chacun avec des réserves récupérables de plus de 1-2 milliards de tonnes de pétrole ou de plusieurs trillions de m^3 de gaz.

Ces gisements ont été découverts principalement au Proche-Orient et en Amérique du Nord, en Sibérie occidentale et dans le bassin de la mer des Caraïbes (mer des Antilles).

Il est convenu depuis longtemps d'appeler *champ de pétrole et de gaz* la section de l'écorce terrestre à gisements de pétrole et (ou) de gaz. Les limites d'un champ s'alignent habituellement sur les contours d'un élément tectonique local (plis, dômes, saillants, etc.) qui contrôle les pièges et les gisements de pétrole et de gaz que ces derniers renferment. La coupe géologique du champ peut renfermer un seul gisement, mais généralement, il s'y trouve plusieurs gisements. Et

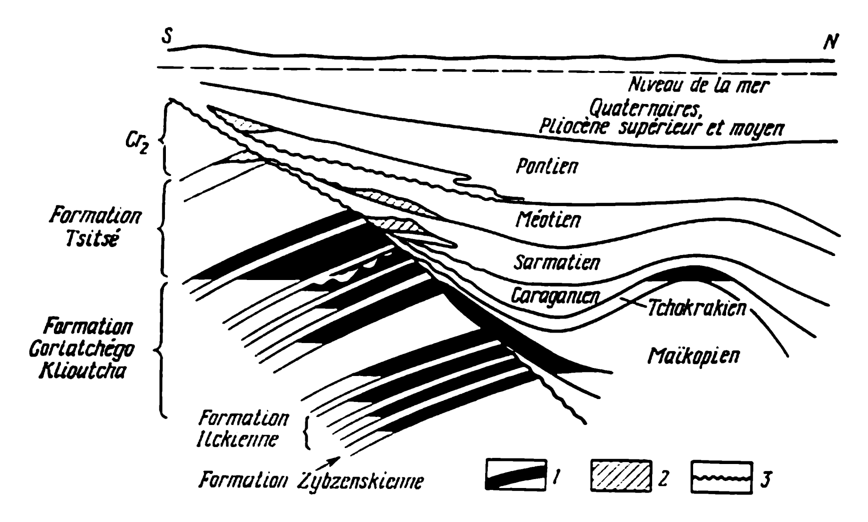


Fig. 2. Schéma d'une coupe géologique des champs d'Akhtyrsk-Bougoudyrsk et du Nord-Akhtyrsk (d'après N. P. Pachkova et A. F. Matioukhine avec modifications)

1 — huile légère; 2 — huile lourde; 3 — surface d'érosion

dans une série stratifiée à plusieurs réservoirs tabulaires leur nombre peut atteindre plusieurs dizaines. Ces champs sont dits champs à plusieurs couches productives, pour les différencier des champs à couche unique, c'est-à-dire à un seul gisement.

On a montré sur la fig. 2 deux champs pétroliers voisins situés au Nord-Ouest du Caucase: le champ pluristratifié d'Akhtyrsk-Bougoundyrsk (à gauche) et le champ à couche unique du Nord-Akhtyrsk (à droite). Ils sont contrôlés par des structures absolument différentes et renferment des gisements de type différent.

Extension du pétrole et du gaz. Les notions sur les lois les plus générales de l'extension du pétrole et du gaz se développaient et variaient avec la prolification des régions pétrolifères et gazéifères et avec les succès de la science de la Terre.

Au début, pratiquement jusqu'à la fin des années 20, la découverte et l'exploitation des gisements de pétrole étaient en rapport

avec les marges et les subsidences des chaînes et systèmes montagneux ainsi qu'avec les bassins intramontagneux. C'est ainsi que déjà au siècle dernier il a été découvert et au début du siècle courant mis activement en valeur les régions pétrolières des avant-monts du Caucase, des Appalaches et des Carpates, de l'affaissement sud-est du Caucase (presqu'île d'Apchéron) et, ensuite, de l'avant-fosse Ouralienne, des avant-monts du Zagros. Par la suite, on a établi les possibilités pétrolières et gazières des plaines bordières, en particulier, de l'avant-mont septentrional du Caucase, de l'Oural-Volga, du désert d'Arabie ainsi que d'autres régions analogues. La nature régulière des manifestations de pétrole dans les zones périphériques aux géosynclinaux a été révélée par les travaux de K. I. Bogdanovitch, de E. Blumer, de I. M. Goubkine. Le rôle dominant dans la formation de ces zones pétrolifères a été attribué par K. I. Bogdanovitch aux phases tectoniques finales de développement des systèmes montagneux et aux transgressions qui les ont précédées. I. M. Goubkine mettait l'accent sur les facteurs paléogéographiques et faciaux propices à ces zones (Goubkine, 1932).

Vers la fin des années 40 et au début des années 50 il a été établi et formulé une régularité plus générale d'extension du pétrole et du gaz liée aux dépressions actuelles ayant subi une forte subsidence avec remplissage par des assises puissantes de roches sédimentaires. La forte subsidence a été particulièrement soulignée par I. O. Brod qui en fit la « règle principale d'accumulation pétrolifère et gazéifère ». Les dépressions actuelles fermées ou semi-fermées, de taille comme d'architecture et d'histoire de développement variées, présentant en coupe des séries de gisements de pétrole et de gaz, ont été appelées *bassins pétrolifères et gazéifères* (I. O. Brod, N. B. Vassoévitch, I. V. Vyssotski, V. E. Haïne). En même temps on vit apparaître la doctrine des bassins pétrolifères et gazéifères considérés comme des corps ou espaces géologiques au sein desquels se forment le pétrole et le gaz, et qui contrôlent l'extension régionale des concentrations de ces minéraux utiles. Dans plusieurs classifications on distingue généralement d'après la tectonique trois groupes principaux de bassins pétrolifères et gazéifères: cuvettes et dépressions de plates-formes, avant-fosses et bassins intramontagneux. En recherchant des règles plus générales aux possibilités pétrolifères, il a été tenté (I. O. Brod, V. E. Haïne) de rassembler les bassins pétrolifères et gazéifères en des systèmes globaux et de considérer quelques vastes bassins (golfes du Mexique et Persique) comme des « pôles d'accumulation de pétrole et de gaz ». Toutefois, il est admis par tous la dépendance fonctionnelle des manifestations pétrolifères et gazéifères des accumulations sédimentaires, de la puissance et de la composition des dépôts de remplissage qui, dans les plus riches bassins, atteignent 20 à 25 mille mètres; de la durée et de la permanence de la sédimentation, de la masse globale des matières organiques enfouies. On compte actuellement jusqu'à 30 mille champs de pétrole et de gaz découverts en divers pays du monde, sur terre et en mers. Ils sont tous géographi-

quement reliés à des bassins sédimentaires contenant toujours des cuvettes et dépressions très profondes à remplissage sédimentaire d'au moins de 5-6 km.

Les règles plus générales d'extension des accumulations de pétrole et de gaz dans la couverture sédimentaire de l'écorce terrestre se découvrent sous le jour d'une tectonique globale nouvelle, la tectonique des plaques lithosphériques. Ces règles ont été étudiées par V. E. Haïne (1981) qui a montré que les bassins pétrolifères et gazéifères les plus importants au monde ont tendance à s'attacher aux marges continentales passives actuelles et anciennes en s'y accolant, en les remplissant ou en s'y superposant. En bordure des continents, c'est-à-dire dans les zones transitoires entre les continents et les océans, s'effectue l'accumulation maximale de roches sédimentaires dont l'épaisseur cumulée atteint 12 à 15 km. C'est là que se concentre le volume principal de matières organiques d'origine allochtone et autochtone. Le développement dans ces zones de structures récifales assure un régime thermique favorable à la formation dans le sous-sol du pétrole et du gaz. La nature pétrolifère et gazéifère de nombre de sections marginales passives a été prouvée aussi bien sur terre qu'en mer des deux côtés de l'océan Atlantique (Newfoundland, Brésil, Argentine, Nigeria, Angola, etc.). Des grandes découvertes ont été réalisées sur la plate-forme continentale arctique de l'Amérique du Nord, près de la côte septentrionale de l'Alaska dans le bassin de Severdrup. Aux marges passives se rattachent également les riches bassins de la Sibérie occidentale et de Sévéromorsk.

Dans le groupe de marges passives anciennes de la tectonique des plaques lithosphériques on range les ennoyages péricratoniques des plates-formes et les zones miogéosynclinales des systèmes plissés contigus. En rapport avec ces derniers, on dégage en général des vastes et riches bassins pétrolifères et gazéifères dits « hétérogènes ». Ils occupent de vastes espaces marginaux des plates-formes, des avant-fosses et des avant-monts de l'entourage de montagnes plissées. S'y rattachent les riches bassins pétrolifères et gazéifères du golfe Persique, de la région Volga-Oural, d'Algérie. Il est admis que la nature pétrolifère et gazéifère des marges passives est d'autant plus importante qu'est grande la durée de leur développement. C'est ainsi que les possibilités en pétrole et en gaz uniques du bassin du golfe Persique sont dues, pour une très grande part, au fait que la marge continentale de l'Arabie s'est développée durant presque tout le Phanérozoïque. En règle générale, les épicentres ou les foyers des bassins pétrolifères et gazéifères des marges continentales se développent sur la triple intersection des systèmes récifaux dont l'un contrôle le bord du continent, tandis que l'autre s'y enfonce du côté du continent en déterminant le développement des fossés transversaux. Ces fossés-bassins sont très répandus sur les marges actuelles (province de Syrte en Libye, de Cambay en Inde et autres) et anciennes (synéclises de Vilioui, d'Amou-Daria en U.R.S.S.).

Sur le mode des marges passives se développent plusieurs sections

des marges continentales *actives*. S'y rattachent les plates-formes continentales des mers de Chine Orientale et Méridionale, la plate-forme continentale de la mer de Béring et autres. Il est à supposer que des conditions analogues se créent avec le développement de certaines mers intérieures sujettes à d'importants effondrements ou subsidences. C'est ainsi qu'à la périphérie de la dépression Sud-Caspienne, de la cuvette du golfe de Mexique et de la mer Noire on a distingué de gros prismes de jeunes (mésozoïques et kaïnozoïques) séries sédimentaires.

La présence du pétrole et du gaz a également été signalée sur certaines sections des marges continentales actives du type andien. On y découvre une densité élevée des réserves de pétrole (Californie). Sur une superficie d'extension moindre de séries sédimentaires, les marges actives peuvent également renfermer des ressources en pétrole et en gaz suffisamment importantes.

Ainsi, les marges continentales avec les plaines qui y sont contiguës sont avec raison considérées par V. E. Haïne comme le *principal pays du pétrole et du gaz*, et les zones bordières des océans actuels comme les principaux entrepôts de ces minéraux utiles.

Les gisements de pétrole et de gaz ont été explorés suivant une large gamme de profondeurs, de la surface jusqu'à 5-6 mille mètres. Quelques débits commerciaux d'huile ont été obtenus des profondeurs de 6500 m (Gulf-Coast, USA), et de gaz des profondeurs dépassant 7500 m (dépression de Delaware, USA). Des puits ont été forés pour la première fois à la profondeur supérieure à 9 mille mètres.

La gamme stratigraphique des possibilités pétrolifères et gazéifères commerciales est aussi très large en embrassant toutes les séries du Phanérozoïque. Quelques gisements de pétrole et de gaz et leurs indices sont connus dans des strates plus anciennes, précambriennes (vendéennes et rifaines). La majeure partie des ressources de pétrole et de gaz explorées au monde se rattache aux sédiments mésozoïques. Cette partie croîtra encore davantage avec la prospection sur les marges océaniques actuelles.

En coupe on distingue généralement dans le territoire (ou le plan d'eau) pétrolifère et gazéifère plusieurs unités stratigraphiques se caractérisant par des possibilités en pétrole (ou en gaz) régionales ou universelles pour la région considérée. Ces unités sont qualifiées de *régionalement pétrolifères* ou *gazéifères* ou, tout simplement, de *complexes pétrolifères* ou *gazéifères*. Chaque complexe pétrolifère ou gazéifère comprend un ou plusieurs réservoirs naturels et généralement se ferme par une *assise imperméable au pétrole et au gaz*, également d'extension régionale, d'argile ou de roche sulphato-halogène. Cette assise empèche l'écoulement du pétrole ou du gaz du complexe pétrolifère et gazéifère.

L'essentiel des ressources de pétrole et de gaz décelées est enfoui dans des gîtes de pétrole seul et de gaz seul. Dans ce cas les accumulations de pétrole et de gaz constituent des groupes suffisamment individualisés dans des zones essentiellement et même exclusivement pé-

trolifères ou gazéifères. De façon analogue s'individualisent des complexes et des régions pétrolifères et gazéifères. On est ainsi en présence de territoires pétrolifères et gazéifères manifestant une nette division en zones d'accumulation de ressources de pétrole et de gaz. Il y a une connexion bien déterminée entre les possibilités en pétrole ou le pouvoir gazeux et le faciès des terrains remplissant les bassins pétrolifères et gazéifères. Elle se manifeste dans la relation spatiale du pouvoir gazeux avec les formations carbonifères et subcarbonifères, et des possibilités en pétrole avec, essentiellement, les assises marines. Ce type de zonalité est le plus marqué en Sibérie occidentale. Les formations carbonifères et subcarbonifères du Crétacé des régions septentrionales ne renferment que des gisements gazeux et à condensat. Le passage de ces formations au Sud à des formations marines gréso-argileuses du Crétacé inférieur, dont nombre d'assises contiennent en grande quantité des substances organiques du type sapropèle ou mixte s'accompagne de la transformation du pouvoir gazeux en possibilités en pétrole. On suppose que le pouvoir principalement gazeux de la dépression de l'Amou-Daria en Asie Centrale, de l'incurvation du Kouban Oriental et du bourrelet d'Eisk-Bérésan dans le Nord-Ouest du Nord Caucase est lié à l'accumulation dans le sous-sol de ces régions de formations subcarbonifères du Jurassique inférieur et moyen. Les connexions spatiales aussi nettes entre le pouvoir gazeux et les possibilités en pétrole d'une part et les formations sédimentaires suffisamment bien définies peuvent être également établies sur d'autres exemples. Elles ne sont pas aléatoires et s'établissent statistiquement en conformité avec les conceptions qu'on a sur les transformations de la substance organique constituée du sapropèle et d'humus au cours de la catagénèse. Aussi ces connexions sont-elles rangées parmi les transformations génétiques (originelles).

Dans nombre de régions on décèle un autre type de zonalité, en profondeur. De très nombreux matériaux empiriques témoignent que les jeunes (paléogènes et néogènes) sédiments gisant à de faibles profondeurs (jusqu'à 1000-1500 m) sur la plate-forme renferment essentiellement des gîtes de méthane. Dans l'intervalle des profondeurs allant de 1000-1500 à 3500-4000 m au sein des sédiments d'âge varié se concentre la majeure partie des ressources révélées de pétrole et une grande partie des ressources en gaz et condensat. Aux profondeurs dépassant 5-6 kilomètres les gisements de pétrole disparaissent en règle générale. Ils passent à des gisements de condensat souvent à teneur élevée en gaz carbonique et en gaz puant (sulfure d'hydrogène).

Dans la mise en place du pétrole et du gaz un rôle important est joué par la nature et la répartition de terrains de couverture imperméables au pétrole et au gaz. Dans la nature, la genèse du gaz est de plusieurs ordres supérieure à celle de l'huile. Mais sa conservation n'est pas toujours assurée par une couverture suffisamment épaisse et imperméable au gaz. Là où elle existe elle enfouit surtout du gaz et des condensats, car l'huile est chassée de dessous de ces barrières par le gaz. Au contraire, sous des barrières peu épaisses et non conti-

nues il faut rechercher des gîtes de pétrole. Sous de telles barrières on ne rencontre généralement pas d'importantes accumulations de gaz.

Dans des régions d'extension de complexes de sédiments sulphato-halogènes-carbonifères on découvre des gaz à sulfure d'hydrogène dont les gisements sont en connexion avec les assises carbonifères. La teneur en sulfure d'hydrogène varie beaucoup et peut atteindre parfois quelques dizaines de pour cent. Les gaz à sulfures d'hydrogène sont aujourd'hui une source importante de production industrielle de soufre.

CHAPITRE II

ROCHES-MAGASINS ET RÉSERVOIRS NATURELS DE PÉTROLE ET DE GAZ

Les éléments essentiels du milieu géologique des gisements de pétrole et de gaz sont les roches-magasins, réservoirs constitués ou na-

Tableau 2

Définitions et relations mutuelles entre les notions fondamentales caractérisant la roche-magasin, le réservoir naturel et le piège (d'après N. A. Erémenko)

Définition	Caractéristique
Roche-magasin	
Formation pouvant contenir en son sein du pétrole et du gaz et capable de céder ces ressources utiles lors de leur mise en valeur	Se caractérise par la nature des roches et de la perméabilité (à pores, fissurée et mixte), les grandeurs de la porosité, de la porosité utile, de la perméabilité (ces paramètres permettent de fixer la caractéristique hydraulique, de définir la surface spécifique, l'ouverture des fissures, leur système, leur densité, etc.)
Réservoir naturel	
Réceptacle naturel du pétrole, du gaz et de l'eau dont l'existence est fonction de la relation entre la roche-magasin et les terrains peu perméables	Se caractérise par le type de la roche-magasin, la relation de cette dernière avec les terrains imperméables, la capacité, la caractéristique hydrodynamique et l'énergie de gisement, la forme et les conditions de mise en place
Piège	
Partie du réservoir naturel où peuvent s'établir des conditions d'équilibre entre le gaz, l'huile et l'eau	Se caractérise par les types de réservoirs et de roches-magasins, les conditions de formation, la forme, la capacité et l'énergie de gisement (en particulier, pour les réservoirs fermés lithologiquement de tous les côtés, il peut y avoir coïncidence entre réservoir et piège et tout le réservoir se confond alors avec le piège)

turels, et les pièges, parties particulières du réservoir naturel. Leurs rapports mutuels ainsi que les caractéristiques sommaires sont donnés au tableau 2.

§ 1. Types et propriétés des roches-magasins

On distingue deux types de roches-magasins: les roches-magasins granulaires et celles fissurées.

Les *roches-magasins granulaires* sont constituées de terrains composés de grains (granules) de minéraux et de roches variés. Généralement ce sont des grès et des pélites à porosité et perméabilité intergranulaire. A ce type de roches-magasins appartiennent également quelques variétés de roches carbonifères de structure oolithique et caverno-tubulaire.

Les *roches-magasins fissurées* sont des terrains dans lesquels l'espace interstitiel est constitué par des fissures en communication. Ces roches-magasins sont le fait de terrains compacts aux calcaires, schistes, grès compacts, etc. Les terrains carbonifères sont souvent le siège de roches-magasins à porosité mixte par pores et fissures ou cavernes et fissures.

On distingue dans la nature une *porosité primaire* où les vides se sont formés avec la mise en place de la roche et la *porosité secondaire* due au lessivage, à la dolomitisation, à la fissuration, etc. L'indice majeur de la roche-magasin est la dimension des pores, leur largeur ou interstice. Cet indice définit la capacité du liquide de s'écouler suivant les pores, d'où une nomenclature des classes de pores en fonction de cet indice: *supracapillaires*, *capillaires* et *subcapillaires*.

Les *pores supracapillaires* possèdent des vides de plus de 0,1 mm. Dans ces pores les fluides circulent librement sous l'action de la pesanteur ou la tension hydraulique. Les pores supracapillaires sont propres aux roches détritiques, aux sables à gros grains, aux grès, aux conglomérats, aux calcaires caverneux et karstifiés, aux dolomies. Les pores sont dits *capillaires* quand les vides sont de l'ordre de 0,0002-0,1 mm. Le mouvement s'y effectue suivant les lois capillaires, c'est-à-dire à condition que les forces de pesanteur et de tension soient supérieures aux forces moléculaires de surface agissant dans la région du contact de la roche avec le liquide. On rapporte à la catégorie de pores *subcapillaires* celles dont les vides sont inférieurs à 0,0002-0,1 mm. Les forces d'attraction moléculaire superficielles dépassent dans ces pores les forces de tension et de pesanteur, et le liquide y est incapable de se déplacer.

Les propriétés des roches-magasins contenant le pétrole sont étudiées suivant trois paramètres principaux: la porosité, la perméabilité et la saturation en pétrole et en gaz.

§ 2. Réservoirs naturels de pétrole et de gaz

Les réservoirs naturels se distinguent d'après: a) le type et les propriétés de la roche-magasin; b) la relation de la roche-magasin avec la barrière opposée par les terrains imperméables (impénétrables aux fluides); c) les conditions de gisement du réservoir; d) sa capacité.

Suivant les rapports des roches magasins avec les terrains peu perméables, I. O. Brod a proposé de distinguer trois principaux

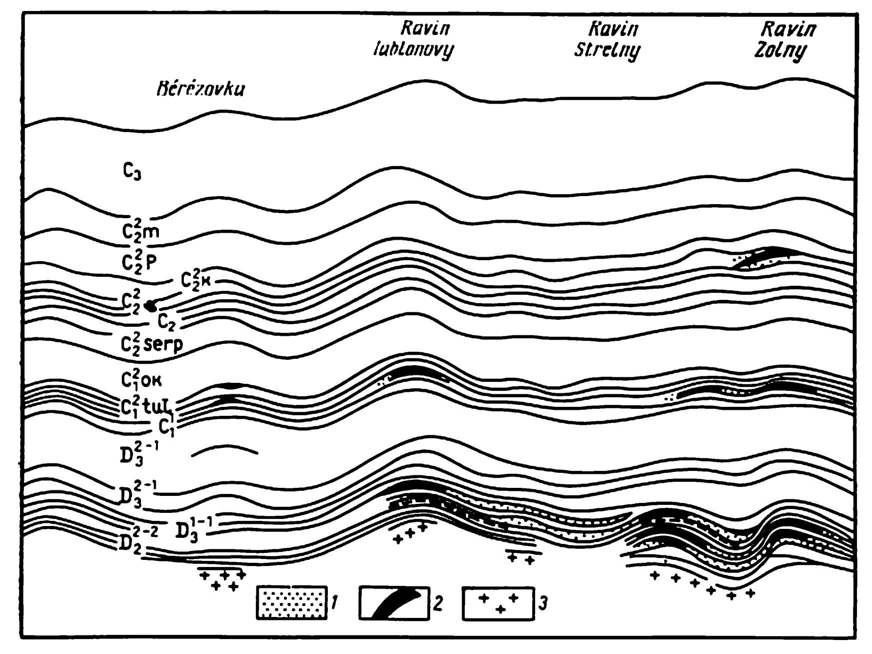


Fig. 3. Coupe longitudinale à travers la zone du bombement de Jigouli (d'après A. A. Bakirov)

1 — couches-réservoirs; 2 — pétrole; 3 — socle

types de réservoirs naturels: tabulaires, massifs et par changegement de faciès.

Le *réservoir naturel tabulaire* est un type le plus courant de réservoir naturel. Il est constitué d'une couche plus ou moins homogène de roche-magasin (généralement sableuse). Au toit et à la semelle il est protégé par des terrains peu perméables. Les réservoirs tabulaires sont très étendus et d'épaisseur continue. Ils peuvent être délités par des félures argileuses très fines et discontinues, coupés par des cassures tectoniques, cisaillés par des discordances ou, en s'amincissant progressivement, finir en biseau. On a montré sur la fig. 3 un système de réservoirs tabulaires du bombement de Jigouli dans le Carbonifère inférieur et le Devonien avec gîtes de pétrole. Les réservoirs

tabulaires sont particulièrement étendus dans les sables pliocènes de l'Azerbaïdjan et de la Turkménie occidentale, dans le Paléogène de la région de Groznyï et de Stavropol, dans le Crétacé inférieur de la Sibérie occidentale, etc.

Le pétrole et le gaz se déplacent dans les réservoirs tabulaires principalement de façon latérale, vers le haut suivant l'ascension régionale des couches.

Le *réservoir naturel massif* se présente sous forme d'une assise épaisse de roches perméables récouverte au toit par des terrains peu perméables. Dans une première approche, on peut distiguer dans les réservoirs massifs ceux composés de roches-magasins homogènes et ceux bâtis en roches variées; on y adjoint également les réservoirs massifs pseudotabulaires.

Les réservoirs massifs les plus nombreux se rencontrent dans les terrains carbonifères. Ils sont souvent situés sur les plates-formes anciennes et, en particulier, dans la province Volga-Oural, où ils ont été pour la première fois classés par I. O. Brod comme un type distinct de réservoirs. A la fig. 4 on a représenté un réservoir naturel massif avec gîtes de pétrole et de gaz localisés dans les avancées récifales de la périphérie orientale de la province Volga-Oural, constitué de calcaires et de dolomies du Permien inférieur. Les propriétés des roches-magasins de ces réservoirs sont fort variées. Quelquefois elles ne se caractérisent que par la fissuration. Les roches-magasins des réservoirs massifs non homogènes, où alternent sables, grès, roches carbonifères, anhydrites, schistes argileux, ont des propriétés encore plus variées.

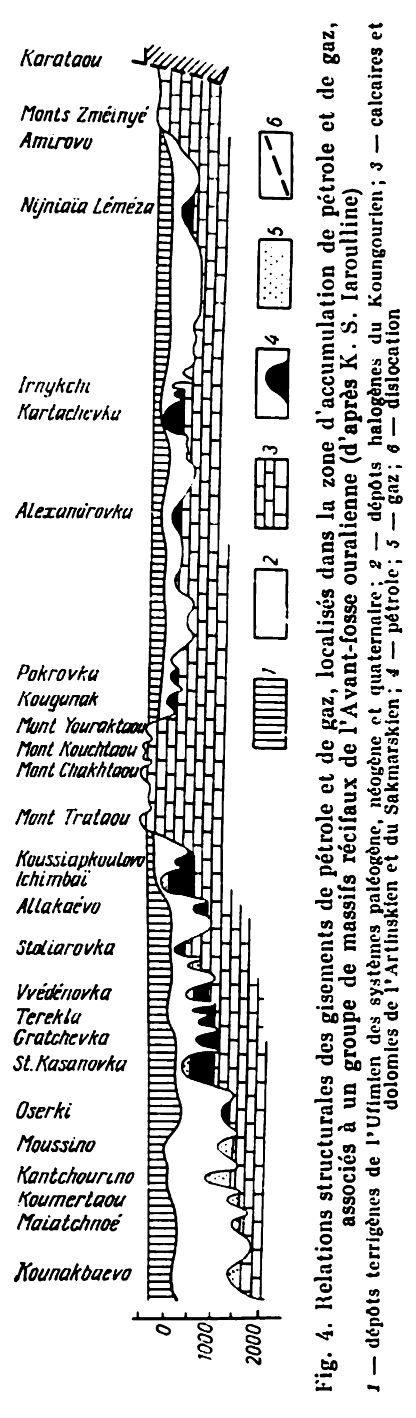


Fig. 4. Relations structurales des gisements de pétrole et de gaz, localisés dans la zone d'accumulation de pétrole et de gaz, associés à un groupe de massifs récifaux de l'Avant-fosse ouralienne (d'après K. S. Iaroulline)

1 — dépôts terrigènes de l'Ufimien des systèmes paléogène, néogène et quaternaire; 2 — dépôts halogènes du Koungourien; 3 — calcaires et dolomies de l'Artinskien et du Sakmarskien; 4 — pétrole; 5 — gaz; 6 — dislocation

La direction du déplacement du pétrole et du gaz dans les réservoirs du type massif est essentiellement verticale. Quelquefois les réservoirs massifs sont en fait un système de réservoirs tabulaires ne se distinguant presque pas. Les passées argileuses entre les couches-réservoirs sont fissurées et d'une extension discontinue. Les réservoirs tabulaires communiquent donc entre eux et constituent ainsi un réservoir pseudotabulaire unique.

Les réservoirs par changement de faciès sont des zones de porosité (de fissuration) élevée et, partant, de perméabilité élevée, intercalées, dans des terrains peu perméables ou des formations sableuses entourées de tous les côtés par des roches argileuses. Ces réservoirs sont en général de petites tailles et leur rôle dans la mise en place du pétrole et du gaz est infime.

CHAPITRE III

PIÈGES ET GISEMENTS DE PÉTROLE ET DE GAZ

§ 1. Pièges à pétrole et à gaz

Les gîtes de pétrole et de gaz sont mis en place dans des pièges naturels doués de la propriété de retenir et d'accumuler en leur sein du pétrole et du gaz. L'accumulation se réalise en des volumes répondant au volume effectif soit de l'espace formé par les pores, soit de celui du pétrole et du gaz qui y migrent, soit sont fonction de la résistance de la couverture ou de la barrière. Il se produit dans les pièges une différenciation du gaz, de l'huile et de l'eau qui se disposent en fonction de leur densité, séparés par des surfaces de contact plus ou moins horizontales.

Les pièges sont à leur tour engendrés par des déformations tectoniques du réservoir naturel ou ont pour origine des conditions de sédimentation et de dénudation spécifiques des roches composant le réservoir. L'architecture des pièges définit les formes, la distribution et en maintes occasions les dimensions des gisements de pétrole et de gaz mis en place. Aussi l'architecture des pièges et leur genèse servent de principaux indices à la recherche de gîtes de pétrole et de gaz. C'est sur ces indices qu'on se base pour la prévision des possibilités pétrolifères et gazéifères sur des aires locales concrètes ainsi que lors de l'implantation sur ces aires de puits de reconnaissance et d'exploration. Ces indices morphologiques et génétiques des pièges sont également utilisés à la classification des gisements de pétrole et de gaz.

On distingue deux groupes principaux de pièges: *pièges structuraux* et *non structuraux*; ces derniers, à leur tour, se subdivisent en *pièges stratigraphiques, par changement de faciès* et *pièges paléogéomorphologiques.* Ces dénominations des principaux groupes de pièges traduisent le rôle essentiel (mais non exclusif) du facteur ayant participé à leur formation. Aussi ont-elles été critiquées à maintes reprises pour leur nature conventionnelle et leur indétermination. Ce reproche concerne, en particulier, le terme de « piège structural » et, plus généralement, la notion attachée au mot « structure », déjà ancrée en géologie pétrolière. Le géologue pétrolier appelle structure les plis anticlinaux et en dôme, les soulèvements et autres formes tectoniques servant de pièges. Or, le mot « structure » est synonyme de celui d'architecture, et tout corps géologique, comme tout piège

non structural possèdent une architecture. Il ne faut pas oublier que les pièges à pétrole et à gaz sont en général le fait d'action commune d'une série de facteurs, y compris d'origine tectonique, sédimentaires et météoriques, etc. Le rôle de l'agent tectonique s'exprime parfois de façon évidente dans les anticlinaux, les dômes, les synclinaux, les zones de fractures. Souvent ce facteur n'exerce son influence que sur la mise en place du réservoir naturel dans son ensemble en dirigeant la sédimentation et la dénudation par des exhaussements et abaissements, mais ne se ressent pas sur les pièges concrets associés à ces réservoirs.

On range parmi les pièges structuraux (tectoniques) ceux qui sont dus:

a) à différents plissements en voûtes (anticlinaux, en coupole) de réservoirs naturels, généralement du type tabulaire et massif;

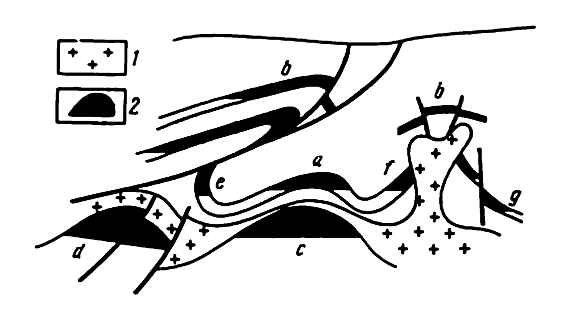


Fig. 5. Schéma de principe des pièges structuraux

Pièges: *a* — anticlinal non accidenté; *b* — anticlinaux accidentés par des dislocations; *c* — massif, de nez structural, non accidenté; *d* — idem mais accidenté par des dislocations; *e* — par barrière tectonique sous nappe de charriage; *f* — par barrière en massif de sel; *g* — par barrière de faille; *1* — pétrole; *2* — sel

b) aux dislocations tectoniques (failles normales et inverses, charriages, diapirs salifères), de réservoirs principalement tabulaires rendus non horizontaux;

c) au développement local de la fracturation (flexures, zone de broyage) de roches non liées aux structures anticlinales. Dans ce cas les limites du piège et du réservoir coïncident.

Un schéma de principe des pièges structuraux (tectoniques) est donné à la fig. 5.

Une grande variété de formes et d'origines se rencontre dans les pièges dits non structuraux. On y distingue les pièges:

a) à barrière stratigraphique de réservoirs en général tabulaires (pièges stratigraphiques);

b) par changement de faciès de roches-magasins du réservoir naturel (piège lithologique ou biseau originel);

c) dus aux différents facteurs de formation du modelé ancien (pièges géomorphologiques).

Le schéma de principe de ces pièges est donné sur la fig. 6.

Dans l'estimation des chances de découvrir des pièges à barrières, c'est-à-dire des pièges stratigraphiques, lithologiques, de même qu'à barrières tectoniques, il est nécessaire de tenir compte d'une condition obligatoire de leur genèse qui consiste en ce qu'en plan les isohypses du toit du réservoir doivent se fermer des deux côtés sur la ligne de la barrière en formant avec cette dernière un contour fermé. Cette condition est remplie dans les cas où : a) la surface (couver-

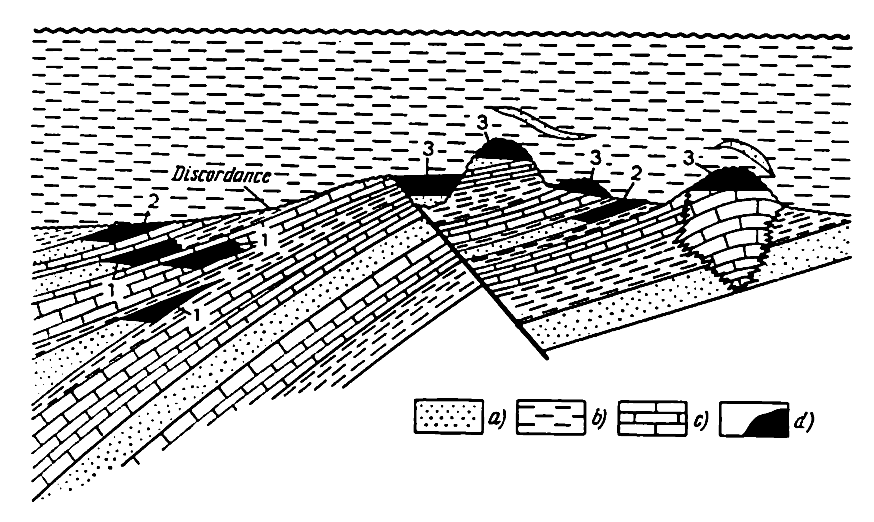


Fig. 6. Schéma de principe des pièges non structuraux (d'après P. King)

On voit que les pièges lithologiques s'alignent sur les variations latérales de faciès, tandis que les pièges stratigraphiques et paléogéomorphologiques correspondent aux surfaces d'érosion et aux éléments de relief enfouis sous ces dernières. Pièges: *1* — lithologiques; *2* — stratigraphiques; *3* — paléogéomorphologiques; *a* — sables, grès; *b* — argiles; *c* — calcaires; *d* — pétrole

ture) monoclinale du réservoir est soumise à des ondulations structurales transversales, inflexions en nose (nez) ; b) la surface de la barrière n'est pas plane mais courbe, convexe (fig. 7).

Un groupe important de pièges est constitué par des assises carbonifères déposées dans des conditions spécifiques des récifs massifs ; ces derniers constituent des corps carbonifères isolés, ou des associations de ces corps, ou, encore, des édifices en barrières allongées formés à la limite des zones sublittorale et bathyale de la plate-forme continentale. En règle générale, ces frontières et les édifices récifaux qui les accompagnent coïncident avec les zones marginales de fossés profonds et de cuvettes, autrement dit sont associés à des événements tectoniques suffisamment précis.

Un autre groupe de pièges d'origine sédimentaire et météorique est associé aux terrasses d'érosion enfouies de roches perméables et aux reliefs de sables dunaires, de plages, de barres, de lits de fleuves,

de bras de delta et de manteaux de débris superficiels dans les dépressions et sur les flancs d'anciennes formes de relief. Ces pièges sont dits lithologiques, leurs frontières coïncident souvent avec cel-

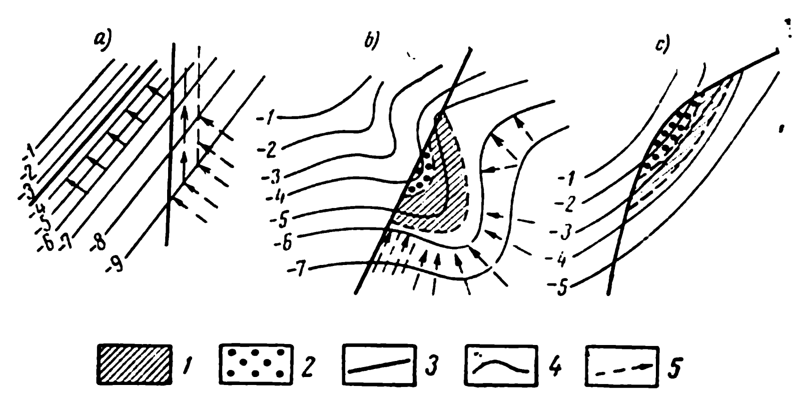


Fig. 7. Conditions de formation des gisements de pétrole et de gaz liées aux barrières (d'après N. A. Erémenko)

a — les gisements ne se forment pas; b, c — la formation de gisements est possible; 1 — pétrole; 2 — gaz; 3 — lignes de barrières; 4 — isohypses de la couche; 5 — sens de la migration

les des réservoirs naturels, tandis que le rôle du facteur tectonique dans leur formation est imprécis et pratiquement ne peut être utilisé comme fil conducteur dans les recherches.

§ 2. Principaux indices et éléments de gîtes de pétrole et de gaz

La valeur d'un gîte de pétrole et de gaz et le choix du mode et des cadences de son exploitation se définissent d'après ses caractéristiques ou paramètres.

La caractéristique fondamentale d'un gîte, ce sont les dimensions de ses réserves en pétrole et gaz. On distingue les réserves géologiques et celles récupérables.

On entend sous *réserves géologiques de pétrole et de gaz* la quantité totale de ces derniers accumulée dans le gisement. Toutefois, il n'en peut être amené à la surface qu'une partie dont les dimensions sont fonctions des propriétés physico-chimiques du pétrole et de la roche-magasin, de même que du mode d'exploitation du gîte. Les réserves que les techniques modernes d'exploitation permettent de tirer des gîtes de pétrole et de gaz entrent dans le bilan de production et sont dénommées *réserves récupérables.* Le taux des réserves récupérables varie énormément, de 15 à 80 %. En moyenne, il oscille entre 30 et 50 %. Le taux de réserves récupérables pour le gaz varie, en règle générale, de 80 à 90 %. Les réserves d'huile et de condensat se mesurent en tonnes et celles du gaz en mètres cubes, puis sont amenées à leur valeur sous pression atmosphérique. Cette réduction aux con-

ditions atmosphériques s'impose du fait que les volumes de l'huile et, à plus forte raison, du gaz, ne sont pas identiques à la surface et au sein du gîte. Dans les conditions de gisement le pétrole subit une dilatation (thermique et du fait du passage d'une partie d'hydrocarbures gazeux à la phase liquide).

A la fig. 8 on a montré le schéma de principe d'un gisement de pétrole et de gaz accumulés dans un piège en dôme d'un réservoir massif. L'huile et le gaz s'y distribuent en fonction de la densité. Le gaz

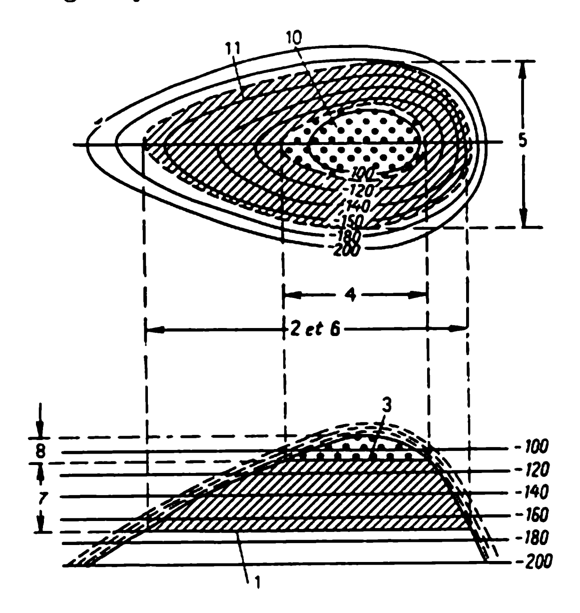


Fig. 8. Schéma de principe d'un gisement en amas (d'après N. A. Erémenko)

1 — mur du gisement de pétrole; *2* — contour externe de la zone d'huile; *3* — surface du contact gaz-huile; *4* — contour externe de la zone de gaz; *5* — épaisseur du gisement; *6* — allongement du gisement; *7* — hauteur du gisement d'huile; *8* — hauteur du gaz-cap; *9* — hauteur cumulée du gisement de pétrole et de gaz; *10* — partie à gaz et huile du gisement; *11* — partie à eau et huile du gisement

occupe la partie la plus élevée, tandis que l'huile est sous pression ascendante de l'eau. L'accumulation de gaz libre au-dessus de l'huile est appellée *gas-cap* (chapeau de gaz). Si le piège contient principalement du gaz libre, des accumulations à l'anneau d'huile peuvent alors se former au-dessous du gaz.

Les surfaces de séparation entre le gaz, l'huile et l'eau portent respectivement les noms d'interfaces *gaz-huile*, *eau-huile* et *gaz-eau*. Les intersections de ces interfaces avec le toit du réservoir sont appelées *contours des zones de gaz et d'huile*.

En règle générale, ces surfaces de séparation ne sont pas des interfaces mais des zones de passage graduel d'un fluide à l'autre. Ces zones sont dénommées *zones de transitions*. Leur existence témoigne de l'imperfection du processus de différenciation des fluides au sein d'un

piège. La raison en est soit dans des nouveaux apports d'hydrocarbures, soit dans l'hétérogénéité lithologique de la roche-magasin. Pour une raison identique, les interfaces acquièrent souvent un aspect onduleux et en cas de circulation d'eau dans le réservoir, les interfaces gaz-eau et, plus fréquemment, huile-eau s'inclinent d'un côté.

Les phases huile et gaz d'un gisement possèdent au sommet du pli (fig. 9) des contours externes et internes de la zone de gaz et d'hui-

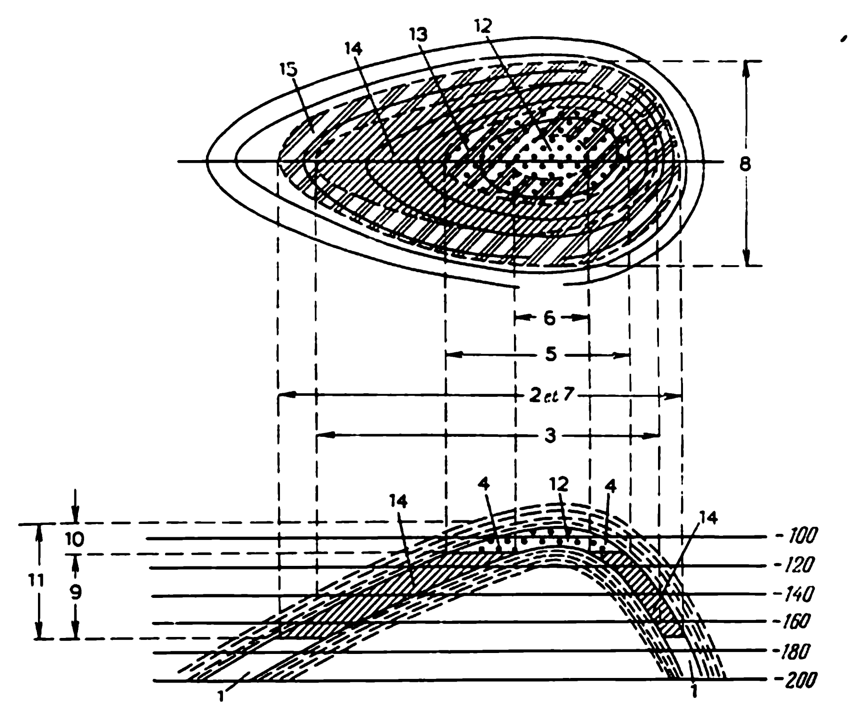


Fig. 9. Schéma de principe d'un gisement stratifié en voûte (d'après Erémenko)
1 — mur du gisement de pétrole (surface du contact eau-huile); *2* — contour externe de la zone d'huile; *3* — contour interne de la zone d'huile (contour de la zone aquifère); *4* — surface du contact gaz-huile; *5* — contour externe de la zone de gaz (contour du gaz-cap); *6* — contour interne de la zone de gaz; *7* — allongement du gisement; *8* — épaisseur du gisement; *9* — hauteur du gisement d'huile; *10* — hauteur du gaz-cap; *11* — hauteur cumulée du gisement de pétrole et de gaz; *12* — partie à gaz du gisement; *13* — partie à gaz et huile du gisement; *14* — partie à huile du gisement; *15* — partie à eau et huile du gisement

le. Les *contours externes des zones de gaz* et *d'huile* sont formés par l'intersection d'interfaces (ou de contacts) gaz-huile et eau-huile avec le toit de la couche productive, tandis que les *contours internes de la zone de gaz et d'huile* le sont par l'intersection de ces mêmes interfaces avec le mur de la couche.

On distingue dans le corps du gîte de pétrole et de gaz les éléments suivants.

La partie gazeuse du gîte occupe l'intérieur du contour gazeux interne. En son sein le piège ne contient que le gaz;

la partie huile et gaz du gîte se trouve entre les contours gazeux externe et interne. Dans un gisement en amas, la partie gazo-huileuse se dispose sous la partie gazeuse dans les limites du contour de la zone de gaz;

la partie huileuse du gîte se place entre le contour huileux interne et le contour gazeux externe. Dans ses limites on ne rencontre au sein du gîte que du pétrole;

la partie à eau et huile du gîte se situe entre les contours huileux externe et interne. Dans ces limites le pétrole est susjacent à l'eau.

Dans les réservoirs massifs le gisement de pétrole subit partout une pression ascendante de l'eau qui dans ce cas (de même que dans le cas du gaz dans la partie à eau et huile ou dans celle à eau et gaz du gîte) est dite *aquifère inférieur*. L'eau reconnue au-delà du contour externe de la zone d'huile ou de gaz est dite *eau d'hors contour*. L'eau est également contenue dans les roches de gisement saturées en gaz et huile, où elle remplit une partie des pores et marque sa *saturation en eau résiduelle*. Une grande partie de cette eau est liée à la roche et est appelée *eau liée*. Il est essentiel de déterminer la saturation en eau résiduelle quand on détermine les réserves pour apprécier la saturation en huile (en gaz) des roches-magasins. Ces saturations se mesurent en pour cent ou fractions d'unité.

L'huile et le gaz exercent dans le gîte une pression sur les roches-magasins et cette pression est dite de *gisement* (*de couche*). Elle s'exprime en atmosphères techniques, en kilogrammes par centimètre carré, ou en mégapascals. Sa grandeur dans un réservoir est caractérisée par la hauteur de la colonne de liquide (sa densité prise en compte) dans le puits foré dans le réservoir et se détermine par la formule

$$p_c = \frac{Hd}{10},$$

où p_c est la pression;

H — la hauteur de la colonne de liquide;

d — la densité de l'eau.

On observe généralement dans la nature un accroissement graduel de la pression de gisement avec la profondeur et suivant la couche, de même que d'une couche à l'autre. Le niveau d'eau dans le puits caractérisant la pression de gisement est appelé *niveau piézométrique*. Si dans un réservoir naturel aucun mouvement de l'eau n'est engendré, les niveaux d'eau dans les puits forés dans ce réservoir en différents endroits demeureront les mêmes et leur ensemble formera une surface piézométrique horizontale.

Pour l'estimation approchée d'une pression de gisement probable dans un réservoir ou en un point quelconque on se sert de la formule donnée plus haut en adoptant la densité de l'eau égale à l'unité ou à une valeur moyenne de cette densité, de l'ordre de 1,05. Alors, à la profondeur H la pression de gisement sera

$$p_c = \frac{H}{10} \quad \text{ou} \quad p_c = \frac{H \cdot 1{,}05}{10}.$$

L'écartement des déterminations ainsi calculées des valeurs réelles de la pression de gisement croîtra avec l'augmentation de la différence entre la densité admise de l'eau et sa valeur réelle, de même qu'avec l'augmentation de l'écart de la surface de référence, c'est-à-dire du modelé du terrain, de la surface piézométrique du réservoir. Aussi les erreurs les plus grandes dans les calculs s'observent-elles pour les régions montagneuses au relief très découpé.

Avec une disposition horizontale de la surface piézométrique d'un réservoir quelconque, les valeurs absolues de la pression de gisement en des endroits différents du réservoir, y compris dans les pièges saturés en eau, demeurent les mêmes. Dans un piège anticlinal saturé en eau les pressions hydrostatiques absolues s'accroissent vers l'aval de la couche, autrement dit du sommet aux flancs. Mais, si toutefois le piège est saturé d'huile ou à plus forte raison de gaz, la distribution des pressions hydrostatiques se modifiera. En tout point du gîte gazeux la pression sera pratiquement égale à celle du contact gaz-eau et cette dernière est transmise, en conformité avec la loi, à tous les points du gîte gazeux. Donc, au sommet du gîte gazeux la pression sera plus grande qu'en tout autre point du réservoir saturé en eau se trouvant à la même profondeur absolue. De cette façon, dans un gîte gazeux la pression est supérieure à la pression hydrostatique calculée. Cette pression est proportionnelle à la hauteur du point se trouvant au-dessus de l'interface gaz-eau et à la différence des densités de l'eau et du gaz dans des conditions de gisement. Cette distribution toute naturelle des densités dans le piège à gaz est utilisée en pratique d'investigation pour la détermination de la position de l'interface ou contact gaz-eau.

Les pressions excédentaires plus petites s'observent également dans les gîtes de pétrole, étant donné que la densité d'huile est également inférieure par rapport à celle de l'eau.

La température des assises productives comme des gîtes de pétrole et de gaz varie très fortement. En outre, sur chaque aire elle s'accroît régulièrement avec la profondeur. On connaît des gîtes de pétrole et de gaz dont la température dans les couches est de 10-15 °C. Dans certaines régions, la température de la couche des gisements à de grandes profondeurs atteint 150-180 °C. La température exerce une grande influence sur les propriétés physiques du pétrole et du gaz contenus dans le sous-sol. En s'élevant, elle diminue la viscosité d'huile, augmente la solubilité du gaz dans cette dernière et accroît son volume dans les conditions de gisement, de même que la pression dans un réservoir isolé, etc. La connaissance de la température du gisement est nécessaire pour le calcul des corrections apportées avec la réduction des réserves aux conditions atmosphériques, de même que pour la fixation de la production de pétrole, de gaz et de condensat.

Un des objectifs essentiels des explorations d'un champ reconnu est l'établissement du régime de la couche contenant le gisement et la détermination de la principale énergie de gisement qui met en mouvement l'huile et le gaz vers les fonds des sondages. Parmi les sour-

ces de cette énergie, citons la poussée des eaux de bordure et de l'aquifère inférieur, la pression de gaz dans le gas-cap et du gaz dissous dans l'huile, la pression de la colonne d'huile, la dilatation élastique de l'eau et de l'huile, les forces élastiques des roches mises en action avec l'abaissement de la pression de gisement. Ces forces agissent ensemble et séparément. Pratiquement ce sont les régimes *de la poussée d'eau*, *de la charge élastique d'huile et de gaz* et *de gaz dissous* qui ont le plus d'importance.

§ 3. Classifications des gisements de pétrole et de gaz d'après la composition en phases des hydrocarbures

Les gîtes de pétrole et de gaz rencontrés dans l'écorce terrestre sont très variés. Il existe déjà plusieurs classifications de gîtes de pétrole et de gaz. Elles ont été établies sur la base de différentes considérations morphologiques et génétiques. Les plus importantes sont celles qui s'appuient sur les conditions de mise en place et de stockage d'huile dans les pièges ainsi que sur la composition en phase d'hydrocarbures constituant les gisements.

Les classifications s'appuyant sur le dernier critère ont été proposées par V. Vassiliev, N. Eroféev et autres (1966), N. Erémenko (1968) et V. Orel (1975). On donne plus bas la classification publiée par N. Erémenko (1968) où sont dégagés les groupes (classes) suivants de gîtes en fonction de leur contenu en huile, gaz et condensat.

I. Gisements de pétrole peu saturés en gaz (« huile morte »). Dans ces gisements la pression de saturation de l'huile en gaz est beaucoup inférieure à celle de gisement et parfois est même proche de la pression atmosphérique. Le gisement ne peut comporter que des parties à huile et à huile et eau.

II. Gisements de pétrole sous-saturés en gaz. Dans ces gisements la pression de saturation est quelque peu inférieure à celle de gisement. Ce dernier ne peut posséder que des parties à huile et à eau et huile.

III. Gisements de pétrole saturés en gaz. Dans ces gisements la pression de saturation est proche de celle de gisement. Le gisement ne peut comporter que des parties à huile et à eau et huile. La baisse de pression dans le gisement en cours d'exploitation entraîne la formation d'un chapeau de gaz.

IV. Gisement de pétrole à chapeau de gaz et condensat. Le gisement peut comporter des parties à gaz, à gaz et huile, à huile seule et à eau et huile.

V. Gisement à gaz avec condensat et anneau de l'huile. Le gisement peut comporter des parties à gaz, à gaz et huile et à eau et huile. La partie à huile manque.

VI. Gisement à condensat. Parfois le condensat apparaissant dans le gisement est en phase liquide. Le gisement ne peut comporter que des parties à gaz et à gaz et eau.

VII. Gisement à gaz seul. Le gisement ne peut comporter que les parties à gaz et à gaz et eau.

Comme on le voit, les groupes énumérés sont liés entre eux par des transitions mutuelles et constituent ainsi une série continue.

§ 4. Classifications des gîtes de pétrole et de gaz d'après le type des pièges

Des multiples classifications de gisements se basant sur la mise en place et le stockage dans les pièges la plus avantageuse est la classification de I. O. Brod qui, après avoir été établie en 1948, a soutenu l'épreuve du temps. I. O. Brod distingue trois groupes principaux de gisements en accord avec les types des réservoirs naturels.

I. Gisements anticlinaux de pétrole et de gaz avec deux sous-groupes : a) en voûte anticlinale et b) anticlinaux à barrière.

II. Gisements en amas de pétrole et de gaz.

III. Gisements de pétrole et de gaz par changement de faciès.

Gisements anticlinaux. Les pièges se forment dans les réservoirs tabulaires saturés en eau soit du fait d'un plissement en voûte, soit par interposition d'une barrière coupant la couche à l'amont. Le gîte doit alors se fermer par l'aquifère sous-jacent empêchant le mouvement subséquent de l'huile et du gaz le long de la couche. La classification des gisements anticlinaux établie par I. O. Brod est donnée au tableau 3.

Gisements en voûte anticlinale sont sous le contrôle des plissements en voûte du réservoir tabulaire et dont la forme détermine celle du gisement ; ces gisements sont en rapport avec les plis anticlinaux et les soulèvements en coupole d'aspect et de genèse les plus variés. Dans les gisements en voûte l'eau sous-jacente aux accumulations d'huile et de gaz les ferme de tous les côtés. En plan, la ligne de contact eau-huile encercle entièrement le gisement (voir fig. 9). Parmi les gisements en voûte anticlinale on distingue les gisements non faillés, faiblement faillés et faillés en blocs isolés.

Dans les gisements en voûte accidentés de failles d'amplitude inférieure à l'épaisseur de la couche productive l'unité d'exploitation du gîte se conserve et le contour de la zone de pétrole encadrant le gîte demeure régulier. En cas de failles d'amplitudes supérieures à l'épaisseur de la couche productive le gîte se trouve divisé en une série de blocs séparés. Le contour de la zone de pétrole (ou de gaz) témoigne alors d'un décalage en escalier. Quelquefois, en cas de très fortes ruptures de continuité, les parties disjointes du gisement se trouvent si éloignées l'une de l'autre qu'elles doivent faire l'objet d'une prospection et d'une exploitation indépendantes. Et, même, il se pose quelquefois le problème de l'unité génétique de ces gisements, vu leur association à des éléments différents de l'incurvation en voûte des couches. Ces phénomènes sont le plus souvent liés aux plis anticlinaux dont les ruptures sont dues à des charriages. De tels plis se rencontrent en bordure des régions plissées et, notamment, dans

Tableau 3

Classification des gisements anticlinaux (d'après I. O. Brod)

Sous-groupe	Espèce	Sous-espèce
Gisements anticlinaux en voûte	Gisements en voûte non faillés	Gisements en voûte peu accusée et non faillée. Gisements en voûte accusée non faillée
	Gisements en voûte faiblement faillés (non isolés en blocs)	Gisements peu faillés en voûte accidentée par des failles d'extension infrarégionales
	Gisements en voûte faillés en blocs isolés et gisements en voûte coupés par des failles	Gisements fortement accidentés dans les voûtes faillées épianticlinalement Gisements en voûte fortement accidentée faillés de fentes d'extension infrarégionales
Gisements anticlinaux à barrière	Gisements à barrière tectonique, en forme d'avant-bec, périclinale, synclinale et monoclinale	Gisements à barrière en forme de faille plane Gisements à barrière en forme de failles complexes
	Gisements à barrière stratigraphique de forme périclinale, synclinale et monoclinale	Gisements à barrière en forme d'une discontinuité plane Gisements à barrière en forme d'une discontinuité complexe
	Gisements par changement de faciès de forme périclinale, synclinale et monoclinale	Gisements par biseau simple Gisements par biseau curviligne (en forme de festons)

la région de Groznyï. Le gisement de la lèvre soulevée de la faille du réservoir tabulaire doit être rangé dans le groupe de gisements en voûte faillée, tandis que le gisement sous-jacent à la nappe de charriage doit être rangé dans le groupe de gisements anticlinaux à barrière tectonique.

Les *gisements anticlinaux à barrière* se caractérisent par la fermeture d'accumulations de pétrole et de gaz dans un réservoir tabulaire par un aquifère s'adossant à une barrière constituée de terrains peu perméables coupant la couche à l'amont. Les surfaces sécantes des barrières accidentant le réservoir tabulaire ont pour origine : a) une discontinuité tectonique s'accompagnant d'une dénivellation d'une hauteur supérieure à l'épaisseur de la couche (*barrière tectonique*) ; b) une dénudation suivie d'un recouvrement discordant de la tête affouillée de la couche par des terrains peu perméables (*barrière stratigraphique*) ; c) un biseau de la couche à l'amont (*barrière lithologique*). On a indiqué plus haut que pour la mise en place du piège il est nécessaire que se forme une barrière de manière que les isohypses de la couche se ferment sur la surface

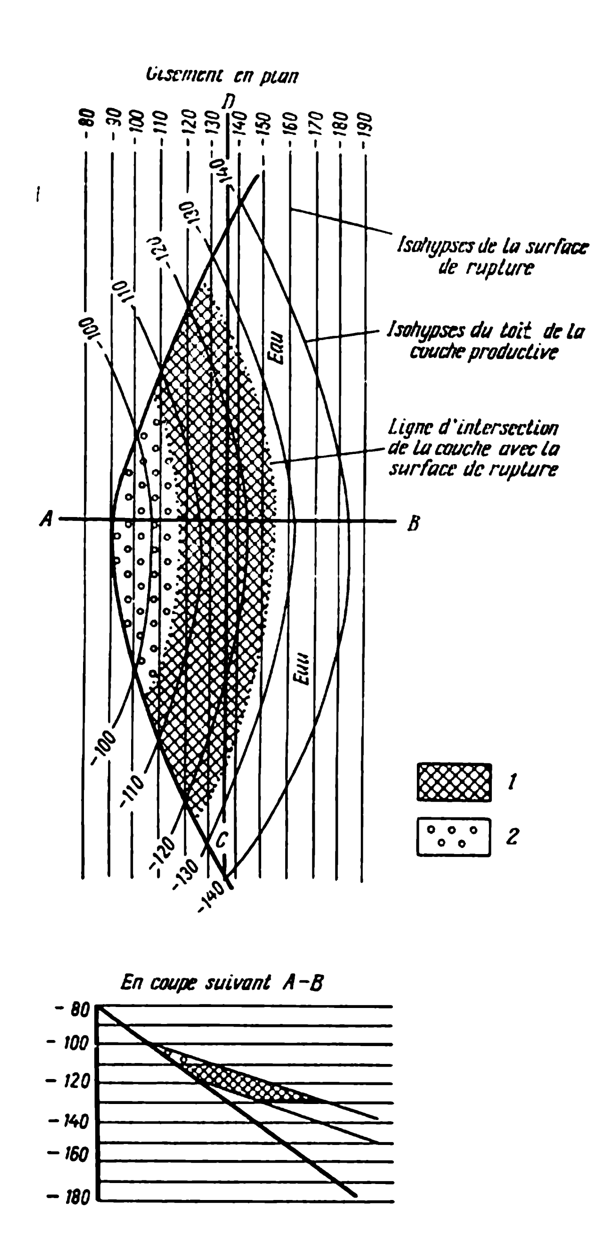


Fig. 10. Schéma de principe d'un gisement stratifié de pétrole et de gaz par barrière tectonique, monoclinal accidenté d'une faille inverse (d'après I. O. Brod)
1 — huile; 2 — gaz

de la barrière, ce qui se produit soit avec l'incurvation de la couche (nose structural, terrasse), soit avec l'incurvation de la surface de la barrière.

Les *gisements anticlinaux à barrière tectonique* se rencontrent principalement dans les zones plissées et les régions à dômes de sel. Ils sont associés à différents éléments des plis et des dômes de sel, et plus rarement à des monoclinaux. La barrière peut se former aussi bien au-dessus de la surface de la faille inverse (gisement de faille inverse) qu'au-dessous de celle-ci (gisement sous nappe de charriage ou sous faille inverse). Un schéma de principe de gisement anticlinal à barrière tectonique est donné à la fig. 10.

Les *gisements anticlinaux à barrière stratigraphique* sont des gisements engendrés dans des réservoirs tabulaires et coupés par des terrains en discordance peu perméables. Les barrières stratigraphiques, à la différence de celles tectoniques, sont moins inclinées que les couches qu'elles ont coupées. Les gisements à barrière stratigraphique se rencontrent principalement sur les plates-formes. Un exemple de gisement à barrière stratigraphique nous est fourni par le gros gîte pétrolifère des sables wood Bane du Crétacé supérieur recouvert par des terrains discordants du Carbonifère du bassin d'Est Texas au sud des Etats-Unis d'Amérique (fig. 11).

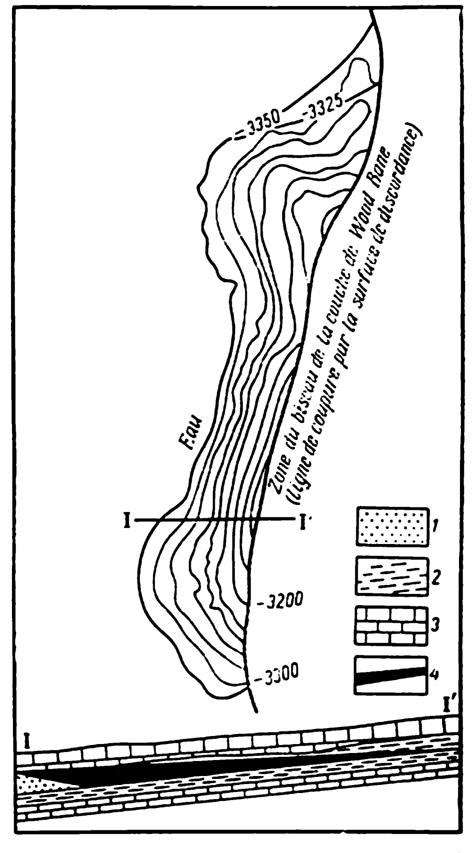


Fig. 11. Schéma d'un gisement anticlinal par barrière stratigraphique dans l'Est Texas (d'après Minor et autres)

1 — sables, grès; 2 — argiles; 3 — calcaires; 4 — pétrole

Les *gisements anticlinaux par changement de faciès* sont dus au passage latéral de la roche-magasin à des terrains argileux. Spatialement et génétiquement ils sont associés aux zones et régions de gisements à barrière stratigraphique, c'est-à-dire avec les mêmes zones de lutte entre la mer et la terre. Sur la fig. 12 on a montré en plan et

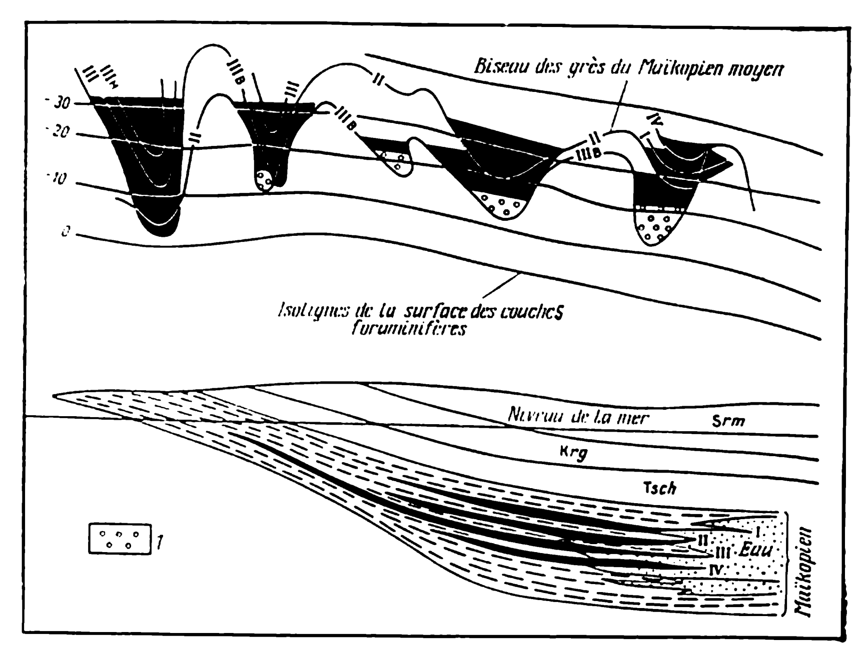


Fig. 12. Schéma montrant l'extension des gisements par changement de faciès dans la série maïkopienne de l'Oligocène, dans le Nord-Ouest du Caucase (d'après G. A. Helkvist)

1 — gaz; les autres signes conventionnels sont les mêmes que pour la fig. 11

Tableau 4

Classification du groupe des gisements en amas (d'après I. O. Brod)

Espèce	Sous-espèce
Gisements en amas de saillants structuraux d'origine tectonique dont la forme de la surface supérieure est en général fonction de la structure des champs	Gisements en amas de sailants structuraux simples d'architecture homogène Gisements en amas de saillants structuraux simples d'architecture hétérogène
Gisements en amas de saillants de dénudation, buttes témoins d'anciens reliefs	Gisements en amas de saillants de dénudation d'architecture homogène Gisements en amas de saillants de dénudation d'architecture hétérogène
Gisements en amas de saillants biogènes, dont la forme est principalement due à l'action d'organismes constructeurs de récifs	Gisements en amas de saillants biogènes isolés Gisements en amas d'un groupe de saillants biogènes à contact eau-huile (ou eau-gaz) commun

en coupe les gisements de pétrole dans des couches sableuses en biseau du complexe de Maïkop dans le Caucase du Nord-Ouest.

Les *gisements en amas*, dégagés pour la première fois par I. O. Brod, se forment dans les saillants de grands réservoirs et sont fermés par des terrains peu perméables qui recouvrent en concordance ou en discordance le réservoir, tandis qu'au-dessous se dispose un aquifère à surface horizontale ou ondulée. D'après la genèse et la forme des piè-

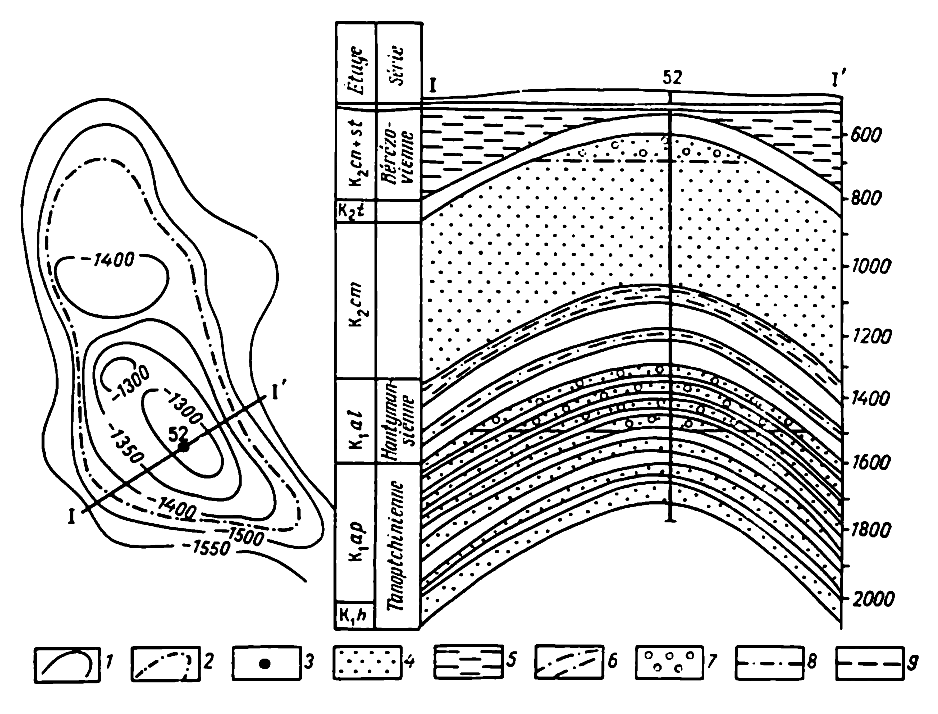


Fig. 13. Carte structurale du toit de la série tanoptchinienne et coupe géologique du champ Bovanenkovo

1 — isohypses; 2 — contour de la zone de gaz; 3 — puits ayant donné du gaz; 4 — sables, grès; 5 — argiles; 6 — argillytes; 7 — gaz; 8 — contact gaz-eau du gîte cénomanien; 9 — contact gaz-eau des dépôts productifs de la série tanoptchinienne

ges, les gisements en amas sont classés par I. O. Brod en trois sous-groupes: 1) les gisements en amas des saillants structuraux; 2) les gisements en amas des saillants d'érosion; 3) les gisements en amas des saillants biogènes (tabl. 4).

Les gisements en amas sont le plus souvent associés aux incurvations anticlinales des réservoirs massifs constitués de roches carbonatées (fig. 8) et sablo-aleurites. Les gisements en amas contiennent les plus grandes accumulations de gaz des sédiments crétacés au nord de la Sibérie occidentale. La fig. 13 représente la carte structurale et la coupe d'un de ces champs de gaz, celui de Bovanenkovo. Le gîte

supérieur de ce champ est typique pour les gigantesques gisements du Cénomanien de la Sibérie occidentale. Quant au gîte inférieur, il s'en différencie et semble se diviser en un système de gisements anticlinaux. Cependant les parties à gaz et eau de ces accumulations anticlinales occupent un même horizon, ce qui témoigne de la communicabilité des couches productives et, partant, de l'unité hydrodynami-

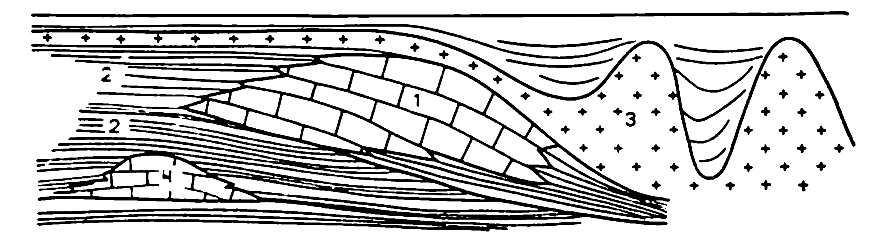


Fig. 14. Coupe d'un récif-barrière et d'un atoll

1 — massifs récifaux; *2* — assises carbonatées et carbonato-terrigènes encaissantes; *3* — assises salifères; *4* — gisements

que de ces accumulations ne constituant que des parties dissociées d'un gisement en amas. Quelquefois ces gisements sont appelés gisements en amas stratiformes.

Les gisements associés à des buttes du type horst en roches carbonatées ou autres terrains compacts s'observent plus rarement.

Des deux autres sous-groupes on rencontre très souvent les gisements de pétrole et de gaz stockés dans des édiffices biogènes, œuvres

Tableau 5

Classification du groupe de gisements par changement de faciès fermés de tous les côtés (d'après I. O. Brod)

Espèce	Sous-espèce
Gisements par changement de faciès en lentilles et zones de porosité élevée enfermées dans des roches à afflux d'eau dans les sondages	Gisements en lentilles sableuses encaissées dans des grès saturés d'eau
Gisements par changement de faciès en lentilles et zones de porosité élevée entourés de terrains imperméables	Gisements des zones de porosité et de perméabilité élevées à assises de calcaires et de dolomies saturées en eau
Gisements par changement de faciès dans des saillants du micro-relief, fermés par variation latérale de faciès au toit et par des terrains saturés en eau de trois autres côtés	Gisements des formations sableuses aux formes variées emprisonnés dans des argiles. Gisements des zones à terrains de porosité élevée sans afflux du liquide dans les sondages

d'organismes constructeurs qu'on rencontre sur les bords et les versants de cuvettes et d'avant-fosses (fig. 14).

Les *gisements par changement de faciès* s'observent dans les réservoirs d'extension locale et qui sont fermés de tous les côtés par des

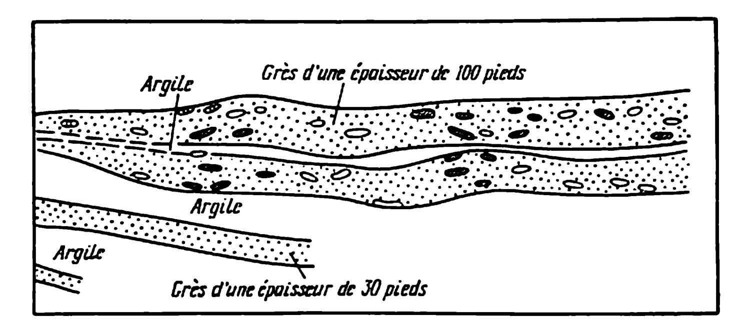


Fig. 15. Réservoirs limités de tous les côtés par des terrains saturés d'eau. Coupe à travers un grès d'une épaisseur de 100 pieds, province Appalachienne, Etats-Unis

terrains peu perméables ou, du moins, d'une perméabilité inférieure. En règle générale, ce sont des accumulations sableuses de forme très variée (lenticulaire ou en cordon) ou des zones de lessivage ou de fissuration locales de roches compactes (calcaires ou roches métamorphi-

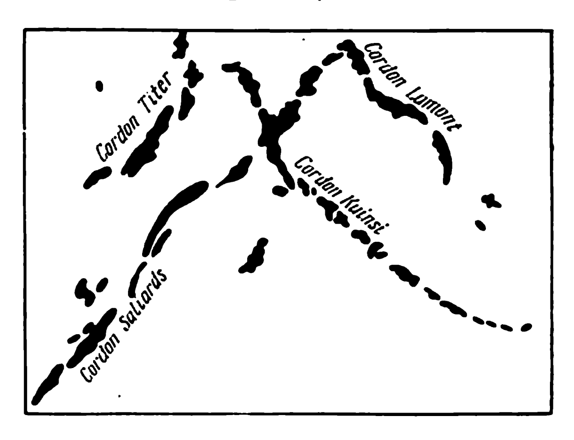


Fig. 16. Carte montrant l'extension des gisements dans des corps sableux, Kansas (d'après A. Levorsen)

ques ou ignées du socle). La classification générale des gisements par changement de faciès établie par I. O. Brod est donnée au tableau 5.

La formation de gisements de pétrole et de gaz par changement de faciès, autrement dit l'accumulation de ces minéraux utiles dans les zones de perméabilité élevée de roches plus ou moins homogènes s'ex-

plique par une plus grande perméabilité capillaire des roches pour l'eau qui repousse l'huile des capillaires plus fins vers les zones et

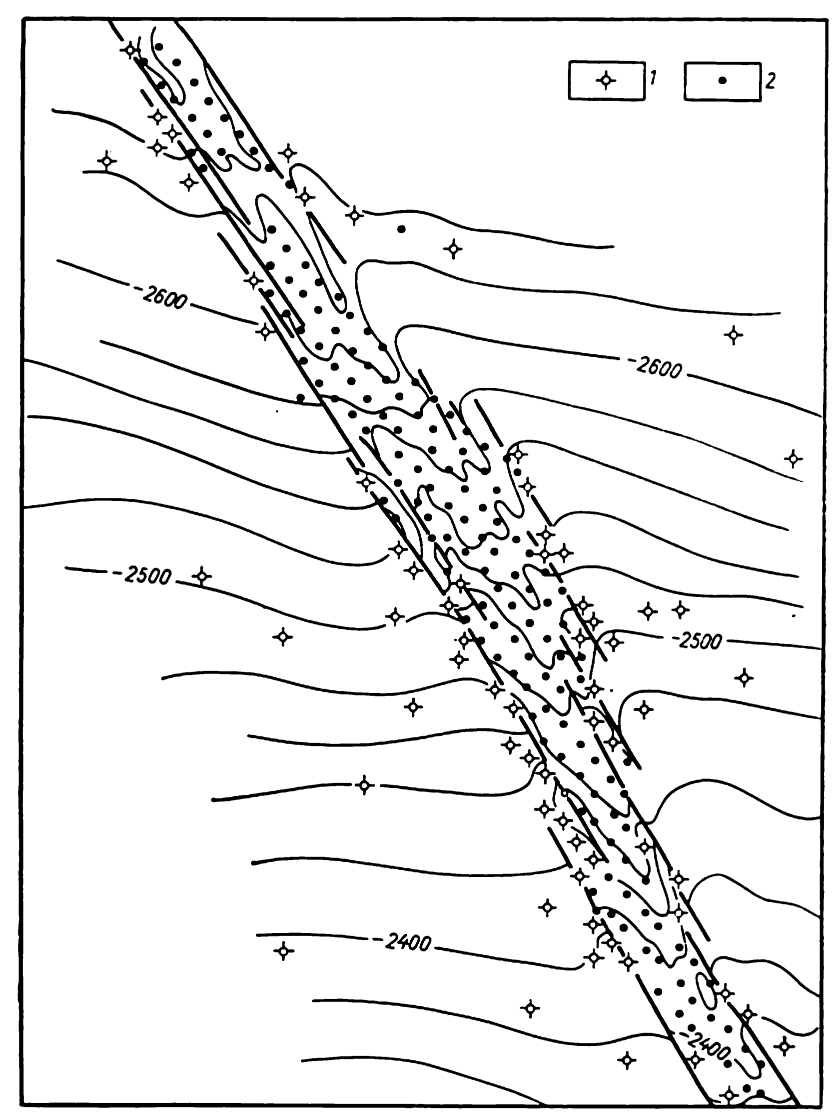


Fig. 17. Carte structurale du gisement Sipio (Etat Michigan) établie suivant le toit de la formation Trenton, Ordovicien (d'après D. Batou)
1 — puits stériles; 2 — puits à huile

sections de plus grande porosité. On peut fournir des exemples de gisements dans des lentilles de sables à gros grains enfermées dans des assises de sable fin saturées d'eau. C'est le cas des gisements de pétrole

dans des grès carbonifères dits de cent pieds de la province pétrolifère appalachienne aux Etats-Unis (fig. 15).

Dans nombre de régions des Etats-Unis et de l'U.R.S.S. on a reconnu des gisements de pétrole rubanés (shoe string). Les pièges de ce type se présentent sous forme d'étroits et longs corps sableux d'une largeur de 1 km et s'allongent sur des kilomètres. Ils sont enfermés dans des assises argileuses et schisteuses et constituent soit des lits enfouis de cours d'eau remblayés de sables, soit des cordons littéraux fossilisés. A la fig. 16 on a représenté la disposition des gisements de pétrole associés essentiellement aux cordons littéraux des côtes pennsylvaniennes bordant les hauts-fonds du bassin maritime dans l'Etat de Kansas (Etats-Unis). Les corps sableux sont d'une épaisseur de 30 m et plus et constituent des cordons s'allongeant sur 40-72 km.

Les gisements par changement de faciès sont connus dans les zones de terrains carbonifères fracturées. Les roches-magasins de ces zones sont des calcaires fissurés ou des dolomies poreuses secondaires formés dans ces zones de fracturation. Une longue bande de gisements de pétrole de ce type est connue dans l'Etat de Michigan (Etats-Unis), où elle est associée à une bande de dolomies secondaires de l'Ordovicien. A la fig. 17 on a donné l'architecture d'un gisement de cette bande, le gisement de Sipio.

CHAPITRE IV

CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ ET ZONES D'ACCUMULATION DE PÉTROLE ET DE GAZ

§ 1. Champs de pétrole et de gaz

Des espaces locaux de l'écorce terrestre qui contiennent des gîtes isolés de pétrole et de gaz ou des groupes de gisements spacialement séparés de ces ressources utiles sont appelés champs de pétrole et de gaz. Il existe d'autres définitions des champs de pétrole et de gaz, celles de I. O. Brod, de N. Y. Ouspenskaïa, de A. A. Bakirov, etc., qui soulignent en premier lieu qu'un champ est un ensemble ou une association de gisements de pétrole et de gaz au sein d'un territoire d'étendue locale. Ces sections de l'écorce terrestre se distinguent par des traits d'architecture et d'histoire de développement qui permettent de supposer l'existence en leur sein de pièges capables d'accumuler du pétrole et du gaz et de les stocker ensuite. Il peut s'agir de différentes structures tectoniques (plis anticlinaux, soulèvements en dômes, flexures, failles et charriages, ou bien des saillants d'origine sédimentaire ou érosive), récifs enfouis, buttes-témoins, biseaux et méplats stratigraphiques, etc., associées à des structures tectoniques et paléogéomorphologiques et des régimes de développement. Chaque type de structure tectonique d'un champ de pétrole ou de gaz se caractérise par un ensemble particulier de pièges. La structure tectonique du champ de pétrole et de gaz est le paramètre essentiel dont on tient compte en premier lieu dans les prévisions de champs de pétrole et de gaz ainsi que lors des prospections géologiques et géophysiques. Une fois défini au cours de ces prospections le type de structure du territoire, on détermine la composition probable des pièges qui serviront de guide aux forages de puits de reconnaissance et d'exploration. Ainsi, les principaux paramètres des champs de pétrole et de gaz dont il faut tenir compte sont la structure du champ et le type des gisements. Mais la nature des structures pouvant contenir le pétrole et le gaz est prédéterminée, à son tour, par les éléments géostructuraux de l'écorce terrestre et les conditions de développement de ces éléments.

Les éléments géostructuraux principaux de l'écorce terrestre où le pétrole et le gaz se rencontrent sont les plates-formes et les régions à relief plissé, de même que les zones de transition entre ces dernières, c'est-à-dire les zones bordières ou les avant-fosses. Mais la conjoncture de formation du champ (structure et groupe de pièges) n'est pas seulement fonction des conditions de développement de ces éléments géostructuraux fondamentaux. Leur mise en place

ainsi que les propriétés sont directement liées aux particularités de l'agencement et de développement d'éléments tectoniques régionaux subordonnés, c'est-à-dire d'éléments de second ordre. Sur les plates-formes, ce sont les dépressions du type fossés, cuvettes (synéclises) ou les bombements, les versants des plates-formes, etc. Dans les régions plissées, ce sont les zones bordières qui acquièrent le plus d'importance ou les bords intérieurs des avant- et arrière-fosses, ainsi que les bassins d'entremonts (massifs intermédiaires).

Il existe beaucoup de classifications des champs de pétrole et de gaz qui tiennent plus ou moins compte de l'origine génétique et des particularités morphologiques de la structure contrôlant le champ et le groupe type de pièges (gîtes) à pétrole et à gaz. On a donné au tableau 6 une des dernières classifications élaborée par V. B. Olénine. Dans cette classification les plus grandes unités (types) de champs sont dégagées sur la base de la genèse des éléments structuraux, tandis que la division de ces derniers en classes s'effectue d'après l'agencement de ces éléments et le complexe typique de pièges propres à chaque élément.

Les champs de pétrole et de gaz se distinguent également d'après le rapport existant entre les hydrocarbures qu'ils contiennent : gaz, huile, condensat. En général, on trouve dans la nature des champs à prédominance d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Et seulement une partie subordonnée de ressources de gaz naturel et de pétrole est stockée dans des champs à gaz et huile (ou à huile et gaz). Dans les gisements de pétrole disposés en plusieurs couches des bassins d'entremonts et d'avant-fosses le gaz s'accumule dans des couches ayant des couvertures très compactes et imperméables. Dans nombre de régions on observe une variation graduelle de la composition des gisements à plusieurs couches productives. C'est ainsi que les gisements en amas de gaz du Crétacé supérieur des champs situés au Nord de la région de Tioumen ne contiennent pratiquement pas de condensat. Les gisements de gaz du Crétacé inférieur de ces mêmes champs ont un fort contenu en condensat et présentent des anneaux à huile.

§ 2. Zones d'accumulation de pétrole et de gaz

Les champs de pétrole et de gaz isolés se rencontrent très rarement. Généralement, ils se groupent en zones, étant unifiés par un élément d'origine tectonique suffisamment distinct. Ces zones sont dites *zones d'accumulation* ou *de stockage de pétrole et de gaz*. Les champs constituant une zone de stockage de pétrole et de gaz ont en commun des particularités d'agencement de premier ordre et des conditions de mise en place des gisements, autrement dit se caractérisent par un type donné de pièges à pétrole et à gaz.

Il n'y a pas de classification et de définition uniques et unanimement adoptées de zones de stockage. Pour certains auteurs, les zones de stockage ne s'encadrent que dans des éléments tectoniques. Pour d'autres, il est aussi rationnel dans nombre de cas d'attribuer

Classification des champs de pétrole et (ou) de gaz

Type (suivant la genèse des éléments structuraux représentant le champ)	Classe et sous-classe (suivant l'agencement des éléments structuraux représentant le champ)	Ensemble typique de pièges	Coupe schématique
I. Plissements holomorphes	1. D'anticlinaux linéaires et de brachyanticlinaux non accidentés de fractures	*a* — en voûte	a
	2. D'anticlinaux linéaires et de brachyanticlinaux accidentés de fractures	*a* — en voûte ; *b* — à barrière suivant la rupture	b
II. Plis diapirs	3. De dômes de sel non percés	*a* — en voûte (souvent divisés en blocs) ; à barrière : *b* — suivant la fente de rupture ; *c* — suivant le plan de discordance ; *d* — en biseau	a c b d
	4. De plis diapirs fermés	Barrières : *a* — par noyau du diapir ; *b* — suivant la rupture ; *c* — suivant le plan de discordance ; *d* — biseaux ; *e* — en voûte ; *f* — lentilles d'altération	e c d a b
	5. De plis diapirs ouverts	Barrières : *a* — par noyau du diapir ; *b* — suivant la rupture ; *c* — suivant le plan de discordance; *d* — biseau	c b a d
III. Plissements posthumes	6. De voûtes, d'anticlinaux et de brachyanticlinaux des plates-formes : *A* — plis lâches ; *B* — flexures	*a* — en voûte (quelquefois divisés en blocs) ; barrières : *b* — suivant le plan de discordance ; *c* — biseau ; *d* — lentilles de sédimentation	A b d c a B d a c b
	7. De synclinaux des plates-formes	*a* — plis synclinaux	a

Type (suivant la genèse des éléments structuraux représentant le champ)	Classe et sous-classe (suivant l'agencement des éléments structuraux représentant le champ)	Ensemble typique de pièges	Coupe schématique
IV. Structures faillées *	8. De monoclinaux et plis faillés	*a*—à barrières suivant le plan de rupture ; *b*—en voûte	
	9. De secteurs en bordure des zones fracturées	*a*—lentilles de fracturation tectonique	
V. Biogènes	10. De massifs récifaux	*a*—saillants biogènes ; *b*—en voûte ; *c*—en biseau	
VI. Sédimentaires	11. De biseaux de monoclinal	*a*—biseaux ; *b*—lentilles de sédimentation	
	12. D'accumulations sableuses locales : *A*—barres ; *B*—dépôts des lits fluviaux	*a*—lentilles de sédimentation	
VII. D'érosion	13. De soulèvements enfouis du paléorelief	*a*—saillant d'érosion ; *b*—en voûte	
	14. De monoclinaux tronqués par le plan de discordance angulaire	*a*—barrières suivant le plan de discordance ; *b*—en biseau	
	15. De régions de fissures et de cavernes sous une surface d'affouillement	*a*—lentilles d'altération	

* Il faut ranger dans la classification une classe supplémentaire de ce type – les champs de blocs enfouis, soulevés suivant le plan des ruptures.

Tableau 7

Principaux types génétiques de zones de stockage de pétrole et de gaz (d'après A. A. Bakirov)

Classe	Groupe	Sous-groupe
Structurale	Zones dont la formation est associée : aux structures régionales positives s'étirant linéairement ; aux accidents de rupture régionaux ; aux zones de fracturation régionale ; à la tectonique salifère	Localisées dans des soulèvements de plates-formes : hérités ; dus à l'inversion du relief Localisées dans des anticlinaux des régions plissées héritées ; dus à l'inversion du relief Localisées : dans les zones de structures en dôme de sel ; dans des soulèvements enfouis se disposant entre les dômes
Récifale	Zones dont la formation est liée aux édifices récifaux	
Lithologique	Zones dont la formation est associée : aux variations régionales de composition lithologique et de propriétés physiques des roches-magasins à l'amincissement des couches à l'amont, etc. ; aux dépôts sableux du littoral des mers anciennes	Localisées dans les zones : de changement de terrains perméables par des terrains peu perméables d'amincissement régional de complexes stratigraphiques sur les flancs de soulèvements et de cuvettes ; de cordons littoraux sableux des mers anciennes ; des formations sableuses littorales et deltaïques des paléofleuves
Stratigraphique	Localisées dans les zones de tronquage régional et de recouvrement discordant des roches-magasins par des terrains relativement imperméables	—
Lithologique et stratigraphique	Localisées dans les zones d'amincissement de complexes lithostratigraphiques, recouverts stratigraphiquement en discordance par des dépôts imperméables d'âge plus jeune	—

un rôle déterminant à d'autres facteurs (lithologique, stratigraphique). N. Ouspenskaïa comprend sous zone de stockage de pétrole et de gaz des champs de pétrole et de gaz du même type se caractérisant par : 1) une liaison régulière avec un élément structural, paléotectonique ou paléogéographique déterminé ; 2) la communauté des complexes pétrolifères et gazéifères et des conditions identiques de mise en place des gîtes.

Le principe de distinction des types génétiques différents de zones de stockage de pétrole et de gaz le plus complet et le plus conséquent est celui qui existe dans la classification établie par A. A. Bakirov qui entend par le terme de « zone de stockage de pétrole » une association (ensemble) de lieux d'accumulation de pétrole et de gaz à structure géologique semblable et voisine se rapportant à un groupe déterminé et dans l'ensemble unique de pièges en connexion entre eux (1959). A. A. Bakirov conseille de distinguer des zones de stockage de pétrole et de gaz de classes structurale, récifale, lithologique, stratigraphique ou mixte lithologique et stratigraphique. Au sein de chaque classe il met en évidence des groupes génétiques particuliers de zones de stockage de pétrole et de gaz dont la classification est donnée au tableau 7.

Pour la province Volga-Oural sont propres des zones de stockage de pétrole et de gaz associées à des structures en bombements. C'est le cas d'accumulations de pétrole et de gaz des monts Jigouli, des cordons Don-Medvéditsa, Bolchékinel et autres. Chacun de ces cordons s'étend à des dizaines de kilomètres et se compose d'une chaîne de structures en coupole s'alignant sur une flexure passant à une faille inverse. Chaque structure en coupole contrôle un champ comprenant des gisements anticlinaux en voûte et en amas. Quelquefois un seul gisement ou quelques gisements de pétrole et de gaz occupent tout l'espace du cordon. Dans ce cas toute la zone de stockage de pétrole et de gaz représente un champ ou même un gisement. C'est le cas, en particulier, du champ de gaz et de condensat d'Orenbourg. L'unique gisement de ce champ embrasse tout le cordon en s'étendant sur plus de 100 km.

Une zone étendue de stockage de pétrole et de gaz longe le bord occidental de l'avant-fosse de l'Oural. Les champs de pétrole (au nord) et de gaz (au sud) de cette zone sont associés aux massifs récifaux enfouis du Permien inférieur (voir fig. 4).

Dans les régions plissées de cette zone, les stockages de pétrole sont contrôlés surtout par des plis anticlinaux linéaires allongés d'architecture et de complexité variées (crénelés, coffrés, diapirs, de flexure, etc.). Ces plis sont généralement groupés en systèmes de plis qui s'étirent parallèlement à la direction principale du plissement ou divergent en éventail. Dans ce cas, comme dans plusieurs autres cas semblables, il s'esquisse des associations ou des systèmes de zones de stockage « apparentées ». V. B. Olénine propose de les considérer comme des *aires de zones de stockage de pétrole et de gaz.*

CHAPITRE V

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES RÉGIONS PÉTROLIFÈRES ET GAZÉIFÈRES

La prévision d'endroits du sous-sol où, préférentiellement, le pétrole et le gaz ont pu prendre naissance et la mise en œuvre de travaux de prospections détaillées sur une base scientifique s'appuient sur des indices évidents et supposés d'extension de champs de pétrole et de gaz, sur les lois de formation de grands gisements de pétrole et de gaz sur terre et en mer ou, comme on dit, de stockages régionaux. Ces lois s'expriment dans l'étude de la répartition géographique des régions de gisements de pétrole et de gaz dont l'essence est la division du territoire (du plan d'eau) en régions aux caractéristiques pétrolifères et gazéifères différentes.

Avec cette division en régions, on est en mesure d'étudier la répartition des ressources en pétrole et en gaz au sein de territoires étendus, la variation de la composition des hydrocarbures et, en particulier, du gaz naturel concernant la tenue en sulfure d'hydrogène, condensat, fraction éthano-propane, hélium. En fait, l'établissement de la géographie géologique pétrolière et gazière n'est autre chose qu'une prévision qualitative dont la précision varie suivant l'étape de l'étude du territoire ou du plan d'eau.

La géographie géologique du pétrole et du gaz s'établit pratiquement toujours sur une base tectonique, autrement dit on effectue d'abord une division en régions tectoniques en y distinguant des éléments à l'architecture et à l'histoire de développement différents. Mais en même temps on fixe les connexions des éléments structuraux avec les éléments de la géographie géologique de pétrole et de gaz.

Mais en même temps les travaux de systématisation et de classification des sols pétrolifères et gazéifères ou pouvant sous cet aspect présenter de l'intérêt, de recherche d'arguments et du contenu à l'appui des unités fondamentales dégagées par la division en régions géologiques de pétrole et de gaz sont poursuivis dans la voie de deux orientations depuis longtemps sanctionnées.

Un groupe de plusieurs auteurs, I. O. Brod, M. I. Varentsov, N. B. Vassoévitch, I. V. Vyssotski, V. B. Olénine, N. A. Eréménko et autres, s'appuient sur la notion de *bassins pétrolifère et gazéifère*. Un autre groupe d'auteurs aussi nombreux, dont A. A. Bakirov, N. Y. Ouspenskaïa, A. Levorsen adoptent en guise

d'unité fondamentale de géographie géologique du pétrole et du gaz les *provinces pétrolifères et gazéifères.* Il faut toutefois remarquer que le contenu de ces unités de classification est en constante évolution et est l'objet de vifs débats.

I. O. Brod entend par bassins pétrolifères et gazéifères des aires de lent affaissement au sein de la structure contemporaine de l'écorce terrestre, auxquelles sont associées de nombreuses zones de stockage de pétrole et de gaz et des aires d'alimentation en pétrole. Pour la classification des bassins I. O. Brod s'appuie sur la conjonction d'indices géomorphologiques et géotectoniques. I. O. Brod divisa toutes les aires connues d'affaissement de l'écorce terrestre en trois groupes : les bassins des dépressions des plaines de plates-formes, les régions d'avant-fosses de l'écorce terrestre et les différents bassins intermontagneux de situation géotectonique, d'architecture et d'histoire de développement variées.

Les bassins pétrolifères et gazéifères du premier groupe possèdent en général des contours isométriques et sont limités par des bombements à grand rayon. Généralement, ils se disposent en bordure des plates-formes. Les bassins du second groupe présentent des formes linéaires allongées et se subdivisent en cuvettes aux contours flous, étant bordés d'un côté par des édifices montagneux et de l'autre par des flancs de la plate-forme.

La notion de « bassin pétrolifère et gazéifère » a reçu son développement ultérieur dans les travaux de I. V. Vyssotski et V. B. Olénine. Ce dernier définit le bassin pétrolifère et gazéifère comme un corps géologique au sein d'un grand élément de la stratisphère en affaissement structural relativement aux éléments qui l'encadrent. L'épaisseur, l'agencement et la composition des dépôts ayant donné naissance à ce corps, de même que ses paramètres hydrogéologiques assurent la genèse et l'accumulation des hydrocarbures ainsi que le stockage des gisements de pétrole et (ou) de gaz. Ces trois propriétés constituent justement les caractéristiques des bassins pétrolifères et gazéifères.

La classification des bassins pétrolifères et gazéifères proposée par V. B. Olénine est proche du schéma de I. O. Brod. Il distingue les bassins homogènes (au socle homogène) des plates-formes, les bassins homogènes des régions plisées géosynclinales et les bassins hétérogènes des dépressions périphériques.

Une des classifications les plus complètes s'appuyant sur les provinces pétrolifères et gazéifères est celle proposée par N. Y. Ouspenskaïa. Elle entend par province pétrolifère et gazéifère une grande aire de subsidence liée à un élément structural régional (bassin intérieur de la plate-forme, bassin marginal, bassin intermontagneux, etc.), qui se caractérise par des traits déterminés d'agencement, d'histoire géologique, ainsi que par des complexes pétrolifères et gazéifères communs auxquels sont associés des champs de pétrole et de gaz. La classification de N. Y. Ouspenskaïa est donnée au tableau 8.

Tableau 8

Types de provinces pétrolifères et gazéifères (d'après N. Y. Ouspenskaïa)

A. Provinces des plates-formes (anciennes et récentes)	B. Provinces des zones mobiles (géosynclinales et des plates-formes substructurales)
I. Provinces des parties centrales (intérieures) des plates-formes stables	I. Provinces des parties périphériques des systèmes plissés géosynclinaux
1. Cuvettes des parties intérieures des plates-formes	1. De l'avant-pays plissé et des versants intérieurs des avant-fosses
2. Fosses tectoniques intérieures accidentant les bombements	2. D'affaissements transversaux des soulèvements externes des systèmes plissés (d'incurvations transversales et périclinales)
II. Provinces des versants de plates-formes stables	II. Provinces des bassins d'entre-monts et entourés de monts des systèmes plissés géosynclinaux
1. Cuvettes bordières	1. Cuvettes, tectoniques surimposées en méganticlinoriums
2. Cuvettes en gisement profond (cruciales)	2. Cuvettes surimposées des massifs centraux
3. Versants d'avant-fosses des plates-formes	3. Fossés résiduels en méganticlinoriums
III. Provinces des bassins d'anciennes plates-formes mobiles et des zones internes des plates-formes	III. Provinces des cuvettes des régions mobiles de plates-formes substructurales

Les provinces pétrolifères et gazéifères se subdivisent en régions et sous-régions. La région pétrolifère et gazéifère, d'après N. Y. Ouspenskaïa, est une partie de la province pétrolifère et gazéifère constituant un grand élément structural et tectonique (généralement de premier ordre de grandeur) présentant des particularités structurales et de faciès lithologiques déterminées exerçant une influence sur la répartition des zones d'accumulation de pétrole et de gaz et la nature des champs de pétrole et de gaz.

Par sous-région pétrolifère et gazéifère N. Y. Ouspenskaïa entend une partie de la région (ou de la province) pétrolifère et gazéifère en connexion avec un élément structural d'ordre inférieur (généralement de second ordre de grandeur) réunissant un ou plusieurs groupes de champs proches par les conditions de gisement du pétrole et du gaz.

Les succès des recherches de pétrole et de gaz dans les mers et océans épicontinentaux, ainsi que l'apparition de nouvelles idées en géotectonique ont fortement élargi les cadres des classifications

antérieures qui se limitaient aux plates-formes, aux régions plissées et aux régions transitoires entre les deux premières. Il a fallu distinguer des bassins de types différents occupant une position intermédiaire entre les plates-formes continentales et les bassins sédimentaires océaniques.

Il existe une troisième approche à l'étude du problème des catégories principales de répartition géographique des régions pétrolifères et gazéifères, où les notions de « bassin » et de « province » ne sont plus opposées l'une à l'autre et se trouvent en une corrélation génétique (V. E. Haïne, M. F. Mirtchink, V. A. Kloubov, R. O. Khatchatrian et autres). Dans ce cas le bassin pétrolifère et gazéifère est assimilé à un bassin de sédimentation capable de donner naissance à du pétrole et du gaz. C'est une catégorie d'aspect géologique et génétique qui caractérise la composition, l'intensité et la date de formation du pétrole et du gaz. La province pétrolifère et gazéifère est considérée comme une catégorie caractérisant la répartition actuelle d'accumulation de pétrole et de gaz dans le sous-sol. La liaison génétique entre ces catégories ressort de la définition suivante de la province pétrolifère et gazéifère (M. F. Mirtchink et autres, 1976) : *par la province pétrolifère et gazéifère il faut entendre un bassin pétrolifère ou une association de bassins voisins dans leur acception actuelle dont la situation géotectonique et le développement historique étaient contrôlés par un même grand élément structural de l'écorce terrestre.*

La subséquente amélioration des notions et des critères de géographie géologique du pétrole et du gaz se développe de façon marquée suivant les orientations utilisant les acquis de l'analyse du lithofaciès ou de la formation et, plus généralement, de la théorie de la lithogénèse de même que de la géochimie organique étudiant la transformation d'une substance organique dans la zone de catagénèse, ainsi que l'évolution des indices qualitatifs et quantitatifs de la genèse du pétrole et du gaz.

CHAPITRE VI

CRITÈRES DE PRÉVISION DES ZONES DE PÉTROLE ET DE GAZ

A la différence des gîtes de nombreux minéraux utiles, les gisements de pétrole et de gaz sont toujours recouverts de dépôts sédimentaires d'épaisseur variée. La prospection est actuellement réalisée à des profondeurs allant de quelques centaines de mètres à 8-9 kilomètres, c'est pourquoi leur découverte n'est pratiquement possible qu'en recourant à des forages.

Une autre particularité importante des gisements de pétrole et de gaz est leur association à des types déterminés de structures tectoniques ou sédimentaires pouvant renfermer des pièges naturels au sein des couches et assises perméables. Aux premières appartiennent les différents plis en dômes et en anticlinaux, aux secondes les saillants récifaux et d'érosion, les lentilles de sable, les zones en biseaux et de discordance stratigraphique.

L'organisation sur une aire d'un forage de reconnaissance fort onéreux doit être basée sur une estimation favorable des perspectives d'une exploitation industrielle rentable. Une telle estimation résulte des travaux positifs effectués par le géologue et le géophysicien sur l'aire ayant décelé une structure tectonique ou sédimentaire propice, ainsi que de l'appréciation favorable des perspectives pétrolifères et gazéifères de la zone structurale et faciale (province, bassin) à laquelle appartient l'aire envisagée. L'opération se simplifie si la zone considérée contient déjà des gisements du type prospecté, et, au contraire, elle se complique si c'est une zone nouvelle ou si la prospection ne s'y est pas encore soldée par un succès. Dans les deux cas, surtout dans le second, il faut fournir des preuves à l'appui des perspectives de la zone dans son ensemble.

Comme on le voit, au cours des travaux de prospection on est obligé de procéder successivement à des études et appréciations d'une série de situations géologiques, des conditions de prospection d'indices pétrolifères et gazéifères autrement dit on doit effectuer une prévision géologique ayant pour objet la recherche d'indices de pétrole et de gaz. Ceci consiste à délimiter des bassins et des provinces aux possibilités pétrolifères et gazéifères, des complexes à lithofaciès et des zones structurale et de faciès, enfin, des aires et des couches concrètes, à construire, en les précisant systématiquement, des

modèles graphiques (cartes, coupes, graphiques) des objets mentionnés.

On attache une grande importance à l'estimation des gisements éventuels de pétrole et de gaz de l'objet considéré. On l'exprime en calculant les réserves prévisibles de pétrole et de gaz. Compte tenu de ces réserves, on détermine les volumes des travaux de prospections détaillées, ainsi que la rentabilité économique et géologique, les quantités des accroissements de réserves reconnues et, en perspective, la production de pétrole et de gaz.

Les diverses conditions et critères géologiques (thermodynamiques, géochimiques, etc.) des possibilités de pétrole et de gaz pris en compte avec l'estimation comparée des perspectives de différents territoires, zones et aires sont appelés *critères de prévision des possibilités pétrolifères et gazéifères.* La teneur de ces critères varie en fonction des dimensions de l'objet (bassin ou province, zone, aire locale), du degré d'investigation et de l'objectif de la prévision. En outre, les critères se distinguent d'après le mode de leur mise en évidence empiriques et logiques (de cause à effet). Dans le premier cas on se sert de phénomènes empiriquement établis et des lois consacrées. Les critères de cause à effet sont établis sur la base des conceptions sur la formation et le stockage des huiles et du gaz.

De même que pour la répartition géographique des régions pétrolifères et gazéifères, les objets soumis à la prévision sont classés d'après leurs dimensions en objets régionaux (bassins et provinces pétrolifères et gazéifères), zonaux (zones pétrolifères et gazéifères) et locaux (aires, champs). Respectivement à ce classement, il existe trois types d'indices de pétrole.

En guise de principaux indices de prévision géologique de niveau régional citons les suivants.

a. La prépondérance des processus de subsidence dans le régime tectonique de développement du bassin, indice considéré à juste titre par I. O. Brod comme la raison principale de l'accumulation de pétrole et de gaz au sein de la croûte terrestre et, partant, le principal symptôme des possibilités pétrolières et gazières des vastes territoires. Le diagnostic des subsidences au cours des temps variés de développement du bassin sédimentaire, de leurs position et dimensions planes et verticales est le mode le plus important d'appréciation des échelles possibles des manifestations de pétrole et de gaz du bassin et de ses différents étages structuraux. Comme il a déjà été mentionné plus haut, les domaines et les régions pétrolifères et gazéifères se situent dans les limites ou sont adjacents aux cuvettes profondes.

b. L'existence dans la composition de la couverture sédimentaire de grande quantité de dépôts submarins et, principalement, d'assises enrichies de substances organiques (schistes carbonifères, subcarbonifères, à saprolite, faciès de dépressions du type de domanite, etc.). C'est justement ces assises qui se caractérisent par un haut potentiel pétrolifère et gazéifère.

c. L'existence dans la composition des assises sédimentaires (grès, roches carbonifères, etc.) de couches-magasins et de séries permettant la migration des hydrocarbures vers les pièges et qui sont le siège de stockage de ces derniers.

d. La présence en coupe d'assises et de barrières impérméables aux huiles, gaz et eau régionalement continues et sûres qui empêchent la diffusion des hydrocarbures au cours de leur génération et migration et assurent leur alimentation à partir de vastes territoires. L'extension d'assises imperméables, sûres et continues sur de grands espaces permet de supposer l'existence de réservoirs naturels essentiellement ou exclusivement gazéifères recouverts par ces terrains. Les barrières moins étendues et continues accumulent sous leur couverture des gîtes essentiellement d'huile.

e. La synchronisation relative des processus de migration régionale et de formation des pièges dans les zones d'accumulation de pétrole et de gaz ou la formation devancée de ces derniers, ainsi que la conservation des pièges au cours des étapes postérieures de l'histoire géologique. Avec la variation du pendage des versants régionaux les pièges structuraux peuvent subir des transformations complètes ou partielles, et en cas de soulèvements tectoniques ils subissent des troncatures de couvertures ou d'horizons productifs.

f. La fermeture hydrogéologique d'étages structuraux et de complexes de gisements d'huile et de gaz éventuels.

Les accumulations commerciales de pétrole et de gaz se forment dans la majorité des cas au sein des couches saturées d'eau ou des horizons-réservoirs coiffés par des terrains peu perméables. Les eaux souterraines de ces réservoirs constituent des systèmes hydrodynamiques et hydrostatiques plus ou moins isolés. On diffère ces systèmes suivant la minéralisation générale et la composition en sels des eaux, leur saturation en gaz, la pression de gisement réduite à un niveau. Ces paramètres permettent de distinguer des systèmes à échange d'eau stagnante, difficile et intense, ainsi que d'apprécier le degré de lavage par les eaux d'infiltration des complexes sédimentaires. Les meilleures conditions sont offertes par des systèmes fermés hydrostatiques à renouvellement d'eau stagnante ou difficile et à régime d'« élision ». Dans ce dernier cas il s'agit de mouvements des eaux des régions de subsidence profonde vers les zones limitrophes, ces mouvements s'observant en général dans les régions et les zones d'intense subsidence récente et présentant des pressions de gisement anomalement élevées.

L'étude de la saturation en gaz des eaux des systèmes aquifères enfouis à régime stagnant par prise d'échantillons d'eau au moyen d'échantillonneurs de fond permet d'obtenir certains critères pour apprécier la saturation en gaz de ces systèmes. Si les eaux du système à régime stagnant ne renferment pas de gaz carburés, ce système peut raisonnablement être considéré comme sans perspective pour le gaz. Si l'élasticité du gaz dissous dans les eaux de gisement est de beaucoup inférieure à la pression de couche de l'eau, on peut alors

rechercher le gîte gazeux suivant les directions de son accroissement — source de dispersion auréolaire du gaz. Si les eaux de gisement d'un horizon perspectif sont partout saturées de gaz carburés dissous à la limite (l'élasticité est égale à la pression de couche), tous les pièges doivent alors contenir des gîtes de gaz.

L'ensemble des critères du pronostic zonal (prévision de zones d'accumulation de pétrole et de gaz) est composé d'indices suivants:

a) situation de la zone au sein du système de domaines de genèse active de pétrole et de gaz et de leurs voies de migration;

b) composition, puissance, distribution de réservoirs naturels, caractéristiques des roches-magasins;

c) degré d'étanchéité des réservoirs naturels;

d) situation géochimique et conditions thermodynamiques au sein des réservoirs naturels;

e) types, amplitudes, date de formation des structures;

f) indices directs des possibilités pétrolières et gazières.

Les critères d'un pronostic des possibilités pétrolières et gazières d'une aire quelconque comprennent:

a) les types éventuels des pièges et de la structure réceptrice;

b) les dimensions, les amplitudes, le volume et le degré d'étanchéité éventuelle des pièges;

c) la date de formation du piège;

d) les indices superficiels de pétrole et de gaz, en coupes des sondages, dans les eaux de gisement.

La liste donnée de critères pour les trois niveaux de prévision n'est ni complète ni exhaustive. L'élaboration de ces critères aussi bien généraux que particuliers et se rapportant à telle ou telle zone ou objectif est l'une des principales tâches de la géologie pétrolière et gazière; ce travail sera poursuivi à mesure que s'approfondiront et s'élargiront nos connaissances sur la génération des hydrocarbures, leur accumulation dans des gîtes et leur stockage au sein de ces derniers.

PARTIE 2

MÉTHODES DES PROSPECTIONS DÉTAILLÉES DE PÉTROLE ET DE GAZ

CHAPITRE VII

ÉCHELONNEMENT ET ENSEMBLE DES TRAVAUX ASSOCIÉS ACTUELLEMENT AUX PROSPECTIONS DÉTAILLÉES DE PÉTROLE ET DE GAZ

§ 1. Développement des techniques de prospections détaillées

Au fur et à mesure que se développait l'industrie pétrolière et gazière la méthodologie et les techniques des prospections détaillées des gîtes de pétrole et de gaz subissaient de grands changements.

Autrefois l'indice principal et décisif déclenchant les prospections étaient les suintements naturels d'huile à la surface autour desquels s'organisaient les recherches. Les moyens techniques employés étaient fort rudimentaires et consistaient dans le creusement à la main de trous et de puits peu profonds. C'est ainsi qu'au voisinage immédiat des suintements d'huile ont été découverts les premiers champs de la presqu'île d'Apchéron, dans la région de Groznyï, au Kouban, dans le Tchéléken, la Ferghana, l'Emba et la Pétchora. Les recherches de pétrole étaient menées sur la base des considérations purement empiriques. Mais c'est déjà à cette époque que naquit la géologie pétrolière et gazière, branche spéciale de la géologie en liaison étroite avec la pratique.

Une contribution importante au développement des techniques de prospection de pétrole et de gaz fut la consécration de la théorie anticlinale de genèse des gisements pétroliers. En Russie, toutefois, l'application pratique de cette théorie ne s'est étendue qu'après la nationalisation de l'industrie pétrolière (1921). Depuis l'établissement de l'association des gisements de pétrole et de gaz aux plis anticlinaux et aux bombements, le dégagement et l'investigation de ces formes ainsi qu'en général l'étude de l'architecture tectonique des terrains pétrolifères ont acquis un rôle primordial dans la recherche du pétrole et du gaz. C'est le trait caractéristique de la seconde période de développement des méthodes de recherche du pétrole. Elle est marquée par l'étude étendue des formes structurales au moyen de cartes de la structure géologique et du forage structural ; ce fut également la période où débutèrent les méthodes de prospection géophysique.

En U.R.S.S. la période d'après-guerre fut marquée par le développement successif des études régionales menées à grande échelle et s'accompagnant du forage de reconnaissance géologique et des généralisations géologiques. Cette période voit s'accroître le nombre d'instituts de recherches scientifiques, ainsi que celui de scientifiques et ingénieurs s'occupant des problèmes de recherches des gisements de pétrole et de gaz ; on effectue des recherches théoriques profondes ayant pour objet l'étude de l'origine du pétrole et du gaz et des régularités de distribution des gîtes de pétrole et de gaz.

On voit se développer de façon intense les prospections de gîtes et de champs de gaz naturel qui aboutissent à la découverte de régions gazéifères et de champs de gaz géants. Les méthodes géophysiques et, surtout, sismiques acquièrent une importance primordiale pour l'ensemble des travaux de recherche. On voit s'accroître et se perfectionner la gamme des techniques d'exploration en cours d'exploitation ainsi que des méthodes d'étude des coupes de sondage, d'investigations détaillées des couches-magasins et des fluides qu'elles contiennent. Les volumes des travaux de prospection sont comparables aux objectifs posés par l'intensification de l'industrie extractive.

Des changements importants se sont également opérés dans les techniques de prospection du fait de l'utilisation des méthodes scientifiques d'exploitation des gisements de pétrole et de gaz. Dans les années 60, une tendance s'est fixée d'évaluer le volume rationnel des prospections en fonction des garanties offertes par les projets d'exploitation. Il est devenu courant d'établir des projets généraux d'exploration et d'aménagements techniques des régions prospectées.

Les techniques d'exploration se modifient également de façon sensible à l'époque actuelle. Leur développement est régi principalement par trois facteurs : le brusque accroissement des rythmes d'extraction de pétrole et de gaz, la complication des conditions géologiques, géographiques et économiques des prospections et de leurs objectifs, le développement des sciences et des techniques, autrement dit le progrès scientifique et technique.

Les rythmes élevés d'extraction de pétrole et de gaz obligent à intensifier les prospections, à abréger les délais de découverte et de mise en exploitation de nouveaux champs qui doivent assurer la production courante et son accroissement accéléré. En conséquence, on voit s'accroître le rôle de la science ; il se crée de vastes réseaux d'instituts de recherches scientifiques sur le pétrole et le gaz où sont mis au point les critères des prévisions scientifiques, des prospections de gisements de pétrole et de gaz, les voies les plus rentables des travaux de recherche, ainsi que les moyens techniques et les principes méthodiques de recherche et d'exploration. Cette nouvelle étape dans le développement des travaux de prospection a pour base essentielle le système déployé de prévision scientifiquement fondé sur des possibilités pétrolières et gazières du sous-sol.

Les prévisions des possibilités pétrolières et gazières furent pour la première fois émises par I. M. Goubkine qui a prédit de grandes

perspectives aux régions orientales de la partie européenne de l'U.R.S.S., à la Sibérie occidentale et à la région du Caucase du Nord. Actuellement le service de prévision des possibilités pétrolières et gazières est assuré de façon conséquente par le système d'instituts de recherches scientifiques. Périodiquement une fois tous les 4-5 ans ces instituts et les entreprises de recherches minières procèdent à une réestimation des ressources prévues de pétrole et de gaz à l'échelle de tout le pays. En chaque région on passe systématiquement en revue et l'on confirme de nouveau les réserves prévisibles de pétrole et de gaz. Ces mesures fournissent des résultats de plus en plus tangibles.

La complication des recherches géologiques, géographiques et économiques est due à la nécessité de procéder à l'exploration des horizons profonds (se situant à 4-5 km), des pièges d'arrangement complexe, des régions aux puissantes assises de sel localisées aux latitudes boréales, dans la taïga, le désert, en mer. Dans tous ces cas de nouveaux problèmes et objectifs techniques se posent, exigeant leur solution urgente sur une base scientifique et technique nouvelle.

Le développement des sciences et des techniques, le progrès scientifique et technique se répercutent de plus en plus sur la technique et les méthodes des prospections détaillées. Ceci se manifeste surtout dans le domaine des études géophysiques, des méthodes et de la technologie du forage. Sur la base d'un outillage moderne, on élabore des méthodes plus efficaces d'étude de la structure du sous-sol, les nouvelles variantes des techniques géophysiques. Pour le traitement des données géophysiques et géologiques primaires on applique de plus en plus largement des calculatrices électroniques; ces dernières sont également mises en œuvre à des fins de généralisation des données géologiques et géophysiques, de solution de divers problèmes géologiques, et de la prévision. Le développement des techniques et des méthodes de forage autorise la mise en valeur des grandes profondeurs. Dans la pratique mondiale il y a nombre d'exemples de forage des puits à une profondeur de 8-9-km, ainsi qu'au large à des grandes profondeurs.

C'est ainsi que les prospections détaillées de pétrole et de gaz constituent aujourd'hui un complexe d'études variées fort compliqué dont le perfectionnement est permanent. Durant les dernières 10-15 années, en U.R.S.S. comme dans les autres pays, il s'est produit dans l'orientation, la structure, les méthodes et l'outillage des prospections détaillées de pétrole et de gaz, des modifications qualitatives substantielles. Parmi ces dernières les plus importantes sont les suivantes.

1. La variation de la nature et de l'échelle de l'objet des travaux de prospection. Autrefois, l'objet central et principal d'étude était une section locale ou une aire au sein desquelles, suivant tel ou tel indice, devraient se trouver des pièges à gisements de pétrole et de gaz. Aujourd'hui, l'objectif principal est une grande région ou une structure régionale aux conditions ou aux possibilités pétrolifères et gazéifères favorables ou une zone de pétrole et de gaz commerciale

prouvée. De ce fait, un grand développement ont reçu les études géologiques et géographiques régionales, ainsi que les généralisations scientifiques de principe et de nature régionale et, sur cette base, les méthodes de prévision des bassins, provinces et zones pétrolifères et gazéifères avec estimation des réserves probables de pétrole, de gaz et de condensat et de composés utiles associés.

2. L'extension et la complication d'objectifs des prospections et, de ce fait, l'utilisation des méthodes de prospection et d'exploration géophysiques comme des méthodes principales des études régionale et détaillée des territoires, des aires, des coupes géologiques de sondage et des couches productives dans les travaux de prospection. La mise au point des voies et des procédés concrets d'application des méthodes géophysiques de prospection des gisements de pétrole et de gaz et de leur délimitation.

3. La prospection des étages structuraux profonds et, partant, l'augmentation de la profondeur des forages d'exploration jusqu'à 6-7 km et plus.

4. La grande extension des prospections détaillées au large des côtes sur les plates-formes continentales des mers intérieures et des océans.

5. La prévision séparée et la prospection orientée (différenciée) du pétrole et du gaz qui acquiert une base scientifique (en U.R.S.S. elle est réglementée par des plans de travaux de prospection détaillée).

6. La prospection des gisements de type non structural, associés aux pièges lithologiques, stratigraphiques et hydrodynamiques dans des complexes pétrolifères et gazéifères suffisamment reconnus où les réserves naturelles des pièges structuraux sont épuisées ou sont près de l'être.

7. L'accélération sensible de tout le cycle des travaux de prospection détaillée, de ses étapes et stades avec cumul dans le temps de certaines de ces opérations, en particulier, de la prospection et de l'exploitation d'essai.

8. L'utilisation de la technique des calculateurs et des systèmes de gestion automatisés dans la pratique des travaux de recherches scientifiques et de prospection détaillée.

§ 2. Echelonnement et objectifs des prospections détaillées de pétrole et de gaz

Les prospections géologiques du pétrole et du gaz, comme d'autres minéraux utiles, s'effectuent en deux étapes. Tout d'abord on effectue les travaux dont l'objectif est la découverte de nouveaux champs. Ce sont les travaux *de reconnaissance*. Après la découverte du champ, sur son aire sont effectués des travaux destinés à déterminer le contenu de ces champs en réserves de gaz ou de pétrole et à préparer ce dernier à une exploitation. Ces travaux sont dits *d'exploration*.

La première étape, celle de reconnaissance, comprend trois stades :

a) travaux géologiques et géophysiques régionaux ;

b) préparation des aires au forage profond ;

c) recherche des gîtes de pétrole et de gaz par sondages.

La seconde étape, celle d'exploration, n'est en général pas divisée en stades et s'achève par la préparation du gisement (champ) à une exploitation avec calcul des réserves par catégories commerciales. Dans ce cas les champs de gaz situés au voisinage d'un système de gazoducs sont aussitôt explorés par connexion des puits de reconnaissance et de développement aux gazoducs pour l'exploitation d'essai. Par contre, l'exploration essentiellement de vastes champs de gaz découverts dans des régions éloignées se divise pratiquement en deux stades : préliminaire et détaillé. Le premier est mis en œuvre aussitôt après la découverte du champ de gaz par forage de plusieurs puits d'exploration et l'appréciation approchée des réserves. Les travaux du second stade sont entrepris une fois prise la décision d'exploiter ces champs, après la construction du gazoduc et l'aménagement de la région ou simultanément à ces derniers. Le second stade de l'exploration consiste principalement en des forages de puits d'exploitation. Cette pratique est, en particulier, courante en Sibérie occidentale et en Ukraine.

Les objectifs, les problèmes, les formes et les méthodes des travaux aux différentes étapes de reconnaissance et d'exploration sont traduits dans le schéma de principe actuellement en vigueur, fixant l'échelonnement des travaux de prospection détaillée (tableau 9).

I. *Etape de reconnaissance.* Les travaux de reconnaissance au pétrole et au gaz s'établissent sur la base de l'étude préliminaire de la géologie profonde du territoire ou du plan d'eau délimité pour la prospection. Cette étude est réalisée au moyen d'un complexe de travaux géologiques et géophysiques.

Travaux géologiques et géophysiques régionaux. En guise d'objets de travaux régionaux on choisit habituellement : a) des territoires ou plans d'eau étendus à structure interne peu ou pas du tout étudiée ; b) des grands éléments structuraux délimités : bombements, cuvettes, fossés ou leurs zones bordières et versants monoclinaux étendus des régions de plates-formes, ainsi que les bassins intramontagneux, les avant- etarrière-fosses et les zones marginales des régions plissées ; c) les étages structuraux profonds des provinces pétrolifères et gazéifères.

Les recherches régionales sont menées dans le but d'étudier les traits généraux ou quelques particularités de l'architecture géologique profonde du territoire choisi, d'un élément tectonique concret ou d'un étage structural, ainsi que pour l'appréciation de leur possibilité pétrolifère et gazéifère. Mais l'objectif principal de ces travaux est le choix des aires (zones) qui seront l'objet de recherches détaillées. En outre, au cours des travaux régionaux de prospection détaillée on doit déterminer le complexe (la composition) des travaux ulté-

Tableau

Schéma de principe de l'échelonnement des travaux de prospections géologiques

Etapes	Stades	Objectifs et tâches à accomplir	Formes et méthodes des travaux	Catégories (groupes) des réserves
Reconnaissance	Travaux géologiques et géophysiques régionaux	Etude de traits généraux de la structure géologique profonde, appréciation des perspectives pétrolifères et gazéifères, délimitation des zones d'accumulation de pétrole et de gaz et des aires propices à la formation de pièges	Prospections géophysiques régionales, forage de reconnaissance et d'exploration (paramétrique), levé géologique	D_2 et D_1
	Préparation des aires pour le forage de reconnaissance	Délimitation des aires aux possibilités pétrolifères et gazéifères favorables et leur préparation pour le forage profond	Travaux géophysiques détaillés, forages de structure, paramétrique et levé géologique	D_1 et C_2
	Reconnaissance de gisements de pétrole et de gaz	Découverte de gisements de pétrole et de gaz et leur appréciation préalable	Forage de reconnaissance	C_2 et C_1
		Pour le pétrole		
Exploration	Exploration de champs de pétrole et de gaz (préparation des champs à l'exploitation)	Calcul des réserves suivant les catégories commerciales, études des paramètres d'exploitation	Forage d'exploration, exploitation d'essai	B et C_1
		Pour le gaz		
	Idem		Sur les champs situés près de gazoducs ou éloignés mais devant être mis en exploitation, réunion des étapes d'exploration et d'exploitation d'essai. Sur les champs éloignés des consommateurs, l'exploration en détail suivant la catégorie C_1 et 20 % de la catégorie B	— —

rieurs les plus efficaces et les plus rationnels dans les conditions géologiques, géographiques et économiques données.

En même temps, en effectuant des recherches régionales, on pose, dans chaque cas particulier, des objectifs tout à fait concrets dont le contenu est fonction du degré d'investigation de l'objet et des exigences envers l'élaboration de nouvelles orientations des travaux de prospections détaillées dans la région. On reprend les travaux régionaux sur de grands objets des régions en exploitation au cas où les travaux antérieurs se sont révélés insuffisamment efficaces ou même non efficaces. Les nouveaux travaux s'effectuent dans ce cas sur des bases techniques et méthodiques plus perfectionnées.

Les investigations géologiques et géophysiques régionales sont réalisées sur la base de plans et projets spécialement mis au point et sont associées à des études scientifiques. Au cours de ces dernières on étudie le matériau pétrographique (carottes des sondages), on analyse et on traite les données géologiques et géophysiques, on effectue un classement régional établissant la géographie de l'histoire géologique, de la tectonique, des régions géologiques pétrolifères et gazéifères de l'objet étudié. Autrement dit, on crée ou on précise le modèle géologique général de l'objet investigué avec appréciation différenciée de l'échelle probable des réserves en pétrole et en gaz de ses différents éléments. Parmi ces derniers on met en évidence les éléments qui méritent d'être étudiés en premier lieu. Ce sont des zones dont l'architecture permet de supposer un développement en profondeur de pièges favorables à l'accumulation de pétrole et de gaz et avant tout de grands pièges capables de stocker d'énormes quantités de pétrole et de gaz.

Préparation des aires au forage de reconnaissance. A ce stade de travaux de reconnaissance, on choisit en guise d'objets d'investigation : a) les zones déterminées au cours des travaux régionaux comme des zones pouvant contenir tout un système de pièges de pétrole et de gaz et donc pouvant constituer des zones d'accumulation de pétrole et de gaz ; b) une section quelconque des zones mentionnées où d'après les données fragmentaires se cachent des pièges structuraux ou sédimentaires de pétrole et de gaz.

Dans le premier cas, il s'agit de déterminer la forme structurale ou sédimentaire propice à la formation d'un gisement (ou des gisements) dans les terrains supposés raisonnablement productifs ou reconnus pétrolifères et gazéifères et de fixer approximativement l'aire de son extension. Dans le second cas, on vise l'étude aussi détaillée que possible de l'architecture de cette forme, de ses dimensions, orientation, amplitude, configuration, nature des barrières, présence ou absence de ruptures. La connaissance de ces éléments est nécessaire à l'implantation la plus rationnelle et efficace des puits de prix de revient élevé. Fort souvent ces deux objectifs se résolvent simultanément. Par des méthodes détaillées, principalement sismiques, on couvre par parties ou d'un seul bloc toute la zone supposée d'accumulations de pétrole et de gaz. Les structures perspectives dégagées au cours de

ces travaux sont aussitôt soumises à une investigation détaillée.

C'est ainsi que dans le second stade des travaux de reconnaissance sont élaborés des modèles essentiellement structuraux des zones probables d'accumulation de pétrole et de gaz et des formes tectoniques locales contrôlant les pièges de pétrole et de gaz. La précision ou le degré de coïncidence de ces modèles avec l'objet investigué sont variables. Ils dépendent du pouvoir de résolution des méthodes utilisées, en général, et dans les conditions géologiques concrètes en particulier. Suivant les méthodes utilisées (ou leur combinaison), on distingue les modèles d'architecture d'une zone ou d'une aire comme étant des modèles géologiques, géologo-géophysiques et géophysiques (gravimétriques, électrométriques, sismiques, etc.).

Nombre d'entre eux, tels que les modèles gravimétriques, électriques, etc., sont, dans la plupart des cas des modèles intermédiaires, étant insuffisamment précis pour l'implantation de sondage de reconnaissance. Les modèles finals, les plus précis (mais dans nombre de cas très approchés) sont les modèles graphiques structuraux établis par prospection sismique.

La création d'un modèle graphique suffisamment précis et sûr est l'objectif principal et final du second stade des travaux de reconnaissance. En même temps pour la justification du forage de reconnaissance il est très utile de pouvoir établir ces modèles, même approchés ou hypothétiques, des gisements probables de pétrole et de gaz sur l'aire considérée, c'est-à-dire des représentations de types et gisements de pièges possibles au sein de l'aire investiguée, de leur position en coupe, de leur taille, de l'état de phase probable et de la composition minéralogique en hydrocarbures (pétrole, gaz, condensat, composés associés, dont l'hydrogène sulfuré, le bioxyde de carbone, l'azote, etc.). Un rôle important acquiert dans ce cas l'appréciation des réserves probables de pétrole et de gaz au sein des gisements « pronostiqués » ainsi que de l'effet économique probable de la découverte faite. Ces modèles hypothétiques s'établissent sur la base des données, concernant l'architecture des gisements déjà reconnus dans la région étudiée (ou dans des régions semblables) ainsi que l'architecture de l'aire considérée.

Ainsi, les travaux de reconnaissance aboutissent, dans leur second stade, à l'établissement de modèles graphiques (cartes structurales ou autres) de l'objet supposé productif et des gisements de pétrole et de gaz associés à cet objet.

Reconnaissance des gisements de pétrole et de gaz. Elle est effectuée par forage de puits de reconnaissance sur les objets locaux délimités et préparés au cours du second stade des travaux de reconnaissance. L'objectif principal du forage de reconnaissance est la découverte du champ ou de nouveaux gisements de pétrole et de gaz sur les champs déjà découverts, ainsi que l'appréciation géologique et économique préliminaire des gisements établis. Cette appréciation consiste : a) à déterminer le bien-fondé de l'exploitation commerciale du gise-

ment découvert et, partant, de son exploration subséquente; b) à déterminer les réserves de pétrole et de gaz du gisement révélé suivant les catégories C_1 et C_2.

La réalisation de l'objectif mentionné est l'aboutissement de la solution de problèmes particuliers (précision de l'architecture de l'aire et du piège, dégagement des horizons pétrolifères et gazéifères productifs et perspectifs, détermination de leurs propriétés de roches-magasins, des propriétés physico-chimiques et de la composition du pétrole et du gaz, du débit des puits, etc.).

II. *Etape d'exploration.* L'objet de l'exploration est un nouveau gisement découvert par le forage et par l'essai des puits de reconnaissance (parfois des puits de référence ou paramétriques) l'investigation subséquente duquel est considérée économiquement rentable.

L'exploration des gisements nouvellement découverts doit remplir deux objectifs.

a. Fournir une estimation prouvée des réserves de pétrole et de gaz avec composés utiles associés (hydrogène sulfuré, hélium, condensat, etc.) essentiellement suivant les catégories commerciales B et C_1.

b. Définir le système d'exploitation des gisements le plus efficace dans chaque cas concret permettant l'extraction de quantité maximale des réserves de pétrole et de gaz.

Pour atteindre ces objectifs, on étudie en cours d'exploitation les différents indices caractérisant la forme du gisement, les propriétés de la roche-magasin, etc. Après l'investigation du gisement on en fournit la caractéristique générale sous forme de valeurs numériques de ses principaux indices et caractères appelés paramètres. Parmi les paramètres essentiels du gisement, nécessaires au calcul des réserves et à la programmation de l'exploitation, citons, les valeurs numériques de l'aire, de la puissance de saturation en pétrole et en gaz, de la porosité, de la perméabilité, de la saturation en huile, de la pression de gisement, ainsi que nombre d'autres paramètres.

A mesure que s'effectue l'exploration, on généralise les matériaux recueillis sous forme graphique et analytique, créant ainsi un modèle grapho-analytique du gisement de différent degré de certitude (on construit des profils, des cartes d'isolignes en fournissant des caractéristiques quantitatives d'indices variés). La création de ces modèles est habituellement appelée géométrisation des gisements.

Il va de soi que la certitude des données obtenues et l'efficacité des travaux d'exploration sur l'aire investiguée seront d'autant plus grandes que plus grand sera le nombre de définitions sûres des caractéristiques paramétriques du gisement et du minéral utile lui-même (pétrole, gaz) et plus grand sera le nombre de puits d'exploration implantés correspondant à l'architecture et au type du gisement. Ces deux aspects sont chaque fois pris en compte au cours des travaux d'exploration laquelle est choisie en fonction des conditions géologiques et économiques concrètes.

L'exploration des gisements de pétrole et de gaz est une étape

importante, onéreuse et fort souvent longue des travaux de prospection détaillée. Aussi la rationalisation ou le perfectionnement de l'exploration afin de réduire les délais et d'élever l'efficacité économique constituent-ils une tâche très impérieuse. Une des voies principales d'amélioration des techniques d'exploration est la diminution du nombre de puits sur l'aire investiguée avec leur implantation la plus rationnelle permettant de recueillir le maximum d'informations de chaque sondage et garantir la sûreté exigée à l'estimation des réserves. Une autre voie est la conjonction de l'exploration avec l'exploitation d'essai réservant les puits d'exploration non utilisés à d'autres conjonctures. Cette voie est largement utilisée avec la prospection des champs de gaz.

En cours d'exploration, des mesures sont mises en œuvre dans le but de conservation du sous-sol. Ces mesures doivent garantir le dépistage de tous les horizons productifs, empêcher leur inondation, les éruptions incontrôlées, les flux transversaux et autres détériorations des gisements. L'exploration doit permettre l'investigation conséquente de tous les composés utiles associés au principal minéral utile (gaz rares et acides, eaux minérales, etc.).

L'exploration, de même que l'exploitation des champs de pétrole et de gaz, doit s'accompagner de mesures excluant des perturbations injustifiées des conditions naturelles: déboisement inutile, pollution des sols et des nappes d'eau par des eaux usées, des boues de forage et d'huile.

Bref, les travaux de prospection détaillée du pétrole et du gaz doivent permettre de résoudre dans les délais les plus courts et à un moindre prix de revient trois problèmes essentiels:

1) découvrir le gisement (champ) de pétrole et de gaz;

2) dégager les gisements d'importance commerciale fixant l'ordre de leur investigation détaillée;

3) estimer la valeur commerciale des gisements proposés à l'investigation détaillée, calculer les réserves et fixer les conditions d'exploitation.

La base méthodologique de la solution de ces problèmes est l'établissement de modèles grapho-analytiques d'objets d'investigation dont la probabilité est précisée pas à pas par analogie et comparaison de l'objet et des conditions données avec des objets semblables suffisamment étudiés. Un élément important des travaux de prospection détaillée à tous les stades et étapes est le pronostic des possibilités pétrolières et gazières: des zones concrètes d'accumulation de pétrole et de gaz, des champs et des gisements de pétrole et de gaz, de leur état de phase et de composition minéralogique. Selon la remarque judicieuse du géologue américain A. Levorsen, tant que le puits d'exploration n'est pas foré, le champ de pétrole ou de gaz doit obligatoirement exister dans l'esprit du géologue. C'est également applicable au pronostic de nouvelles zones d'accumulation de pétrole et de gaz ainsi qu'au pronostic concernant les variations des diverses caractéristiques du gisement déjà dégagé,

sur quoi, dans une grande mesure, s'appuie le système d'exploration.

L'expérience de plusieurs années de prospection dans des conditions géologiques différentes a montré que l'échelonnement suivi dans la solution des problèmes posés par la reconnaissance garantit dans chaque cas la plus grande efficacité finale aux investigations. Et, par contre, si cet échelonnement, pour une raison ou une autre, n'est pas suivi, l'efficacité des investigations s'affaiblit parfois de façon sensible et pour longtemps. La division des travaux de prospection géologique en étapes et en stades vise en premier lieu à l'établissement de la succession la plus rationnelle de leur exécution, ainsi que des principes généraux d'estimation sur une base méthodologique commune, c.-à-d. sur la base d'une estimation sûre de ressources et de réserves de gaz suivant les catégories déterminées. Il ne faut pas s'imaginer que les étapes et les stades, lorsqu'il s'agit de vastes territoires et des aires isolées, se distinguent fortement. C'est ainsi qu'au stade d'investigations régionales d'un nouveau bassin ou d'une nouvelle province on peut, sur des aires isolées, procéder également à des reconnaissances préalablement préparées et justifiées. Et, inversement, dans les régions de développement actif des travaux de reconnaissance, d'exploration et d'exploitation il est possible que soient reprises les investigations régionales à objectif précis ou à un niveau technique nouveau.

Il en est de même pour les travaux de reconnaissance et d'exploration attachés à une aire concrète. Les travaux de reconnaissance ne peuvent être considérés comme achevés après la découverte d'un des gisements si les puits forés n'ont pas sondé tous les horizons productifs probables. Le stade d'exploration ne s'achève pas par la mise en exploitation d'un des gisements. Simultanément, sur la même aire, on peut effectuer la reconnaissance et même l'exploration d'autres gisements. Le but de la réalisation des travaux par étapes est de faire en sorte *qu'un stade quelconque dépende des résultats obtenus dans le stade précédent.*

La non-observation de cette dépendance peut résulter de la sous-estimation du rôle des investigations régionales, d'où les travaux effectués avec retard ou à une échelle non adéquate. Mais le plus souvent les dérogations à l'échelonnement normal des recherches résultent de l'abaissement de l'efficacité des travaux de dégagement et de préparation des structures à un forage profond. En général, le fait a lieu avec la modification des objectifs de recherches dans la région, par exemple, avec la réorientation des reconnaissances de l'étage structural supérieur ou des pièges structuraux suffisamment explorés vers l'étage inférieur ou des pièges d'un autre type.

Si dans les anciennes régions à exploitation active de pétrole et de gaz la recherche est déplacée à des horizons plus profonds et des étages structuraux nouveaux, les méthodes géophysiques s'avérant dans ce cas insuffisamment effectives, on est obligé de recourir à des modes de prospections détaillées plus onéreuses. Ces procédés consis-

tent à cumuler la reconnaissance des structures et des gisements, c'est-à-dire à réunir le premier et le troisième stades de reconnaissance sur la base de sondages de reconnaissance suivant la méthode de profils à travers l'allongement des structures présumées enfouies. Après la découverte du gisement par le premier puits, les puits suivants sont implantés non pas sur une structure testée mais toujours sur une structure présumée, pratiquement dans toutes les directions à partir du sondage de découverte. Aussi le nombre de sondages stériles s'avère-t-il très grand, et l'exploration de l'aire se prolonge pour longtemps. Ces écarts de l'échelonnement normal diminuent l'efficacité des travaux de prospection détaillée dans la région.

Pour pallier à ces conséquences négatives de l'écartement à l'échelonnement normal de la prospection, il est nécessaire de développer au préalable le complexe d'investigations régionales et des études méthodiques correspondantes avec essai de différentes méthodes d'établissement de cartes géologiques et géophysiques des nouveaux horizons et pièges perspectifs. Toutefois, il faut tenir compte du fait que dans chaque région les objectifs des prospections se compliquent avec le temps: le tracé des cartes géophysiques doit être réalisé pour des horizons de plus en plus profonds, des structures au pendage plus accentué, des zones de bisautage et de variation latérale de faciès; on voit se compliquer également les conditions d'avancement du forage des puits, de décapage, d'identification et de prise d'échantillons des horizons productifs.

A chaque stade l'effet positif des travaux est contrôlé par la possibilité d'effectuer une estimation authentique des ressources et des réserves de pétrole et de gaz dans le cadre de catégories spécifiées.

§ 3. Méthodes et formes des travaux de prospection détaillée

Les *méthodes* des prospections détaillées du pétrole et du gaz définissent les procédés d'investigation de l'architecture du sous-sol et de dégagement et d'étude des gisements de pétrole et de gaz.

Le rôle essentiel dans les prospections de pétrole et de gaz est joué par l'étude de la composition (lithologique et des faciès) minéralogique des dépôts, de l'architecture tectonique des territoires pétrolifères et gazéifères, le dégagement et l'investigation détaillée des formes structurales favorables des terrains de couverture, contrôlant la localisation des accumulations commerciales de pétrole et de gaz. Si la composition faciale des dépôts sédimentaires supposés perspectifs au pétrole et au gaz est étudiée par forage de puits, l'investigation de la tectonique s'effectue par des méthodes géologiques variées et, surtout, par des méthodes géophysiques (en premier lieu sismiques). Les études complexes comprenant la réalisation de diverses techniques géophysiques, l'étude et l'interprétation des résultats des méthodes géologiques, effectuées à la fois, reçoivent un grand développement. L'investigation de l'architecture tectonique de nouvelles provinces

pétrolifères et gazéifères est réalisée par les méthodes catrographiques, en établissant des cartes structuro-géologiques, et par le forage de structure.

Etablissement de cartes géologiques structurales. Elles sont établies pour des régions ouvertes où les roches en place d'âge géologique varié affleurent à la surface et se déchaussent au moyen de tailles peu profondes : les déblaiements, les fossés, les fouilles. Les cartes géologiques structurales ont été largement utilisées en guise de méthodes de recherche des pièges structuraux en Azerbaïdjan, au Caucase du Nord, en Asie Centrale, en Ukraine, dans la province Oural-Volga et en d'autres régions pendant les premières étapes de leur prospection.

Dans les régions fermées, où les roches en place sont recouvertes d'une couverture de terrains plus récents, on pratique le *forage structural.* Cette technique a reçu une extension particulièrement grande durant les années 40 et 50, quand une discordance a été révélée dans nombre de régions entre les formes structurales des couches superficielles et celles des horizons productifs. Actuellement l'établissement de cartes géologiques structurales et le forage structural tiennent relativement peu de place dans l'ensemble des travaux de prospection au pétrole et au gaz. Ces méthodes ont cédé leur place à des méthodes de prospection géophysiques.

Méthodes de prospections géophysiques. Elles se fondent sur des mesures de différents champs physiques qui reflètent plus ou moins les différentes particularités de l'architecture du sous-sol. Dans le vaste groupe de ces méthodes on inclut la gravimétrie, la magnétométrie, la thermométrie, les différentes techniques de la prospection électrique, la prospection sismique. Suivant les objectifs et les conditions géologiques concrètes, ces méthodes sont mises en œuvre en qualité de procédés d'investigation autonomes de l'architecture du sous-sol ou bien, en combinaison l'une avec l'autre, et avec les méthodes géologiques. Parmi ces dernières, le rôle essentiel incombe aux techniques sismiques qui deviennent la méthode principale de l'investigation régionale du territoire et de l'arrangement détaillé des aires.

Investigations géochimiques. Elles sont très répandues, surtout au stade des études régionales ainsi qu'au cours du forage de puits de reconnaissance. On étudie dans ce cas les différents indices pétrolifères et gazéifères indirects et directs ainsi que des manifestations de pétrole et de gaz et de naphtabitumes.

Investigations hydrogéologiques. Elles consistent à étudier les eaux de gisement souterraines de complexes de depôts pétrolifères, gazéifères perspectifs ; c'est un groupe particulier d'investigations concernant l'étude de pressions d'eaux de gisement et de la variation de ces pressions en coupe et suivant le territoire, de la composition en sels, de la saturation en gaz et d'autres caractéristiques.

Le *forage de puits* est le procédé le plus laborieux d'investigation du sous-sol, de dégagement et d'exploration des gisements de pétrole

et de gaz. En accord avec la classification actuellement en vigueur en U.R.S.S., on distingue les catégories suivantes de puits (sondages).

Puits de référence ou d'information qui sont forés dans le but de l'étude de la coupe géologique de grands éléments géostructuraux et de l'estimation de leurs perspectives en pétrole et en gaz. Le forage de référence s'effectue avec un grand prélèvement de carottes et s'accompagne d'échantillonnage des terrains-réservoirs supposés pétrolifères et gazéifères. Généralement, les sondages de référence sont implantés dans des conditions structurales favorables, et le forage est mené jusqu'au soubassement et, au cas de son gisement profond, jusqu'aux profondeurs techniquement accessibles.

Puits paramétriques. Ils sont forés dans le but de l'étude de l'architecture géologique et de l'estimation relative des perspectives pétrolifères et gazéifères des zones de probable accumulation de pétrole et de gaz, ainsi que pour l'acquisition de données nécessaires sur la nature géologique et géophysique de la coupe des dépôts afin d'augmenter la précision des études techniques sismiques et autres procédés d'investigations géophysiques. Les puits de cette catégorie sont implantés dans le périmètre des structures locales et zones tectoniques suivant les profils. On y prélève des carottes (jusqu'à 20 % de la profondeur du trou et de façon continue dans les horizons pétrolifères et gazéifères) avec échantillonage de couches supposées productives ou dans le but de l'étude des conditions hydrogéologiques.

Puits de structure. Ils sont forés pour dégager et préparer pour un forage profond des aires supposées perspectives. Ces puits sont creusés jusqu'aux horizons repères servant à l'établissement de cartes structurales.

Dans nombre de régions, le forage de structure est mené conjointement avec des travaux géophysiques pour préciser les paramètres physiques et rattacher les données géophysiques aux données géologiques, c'est-à-dire pour vérifier ou préciser la position dans la coupe des horizons géophysiques repères et la forme de leur gisement.

Puits de reconnaissance. Ils sont implantés sur des aires préparées au forage de reconnaissance profond qui vise la découverte de nouveaux champs ou gisements de pétrole et de gaz. On rapporte à la catégorie des puits de reconnaissance tous les puits implantés sur une nouvelle aire avant l'apparition des premières venues d'huile ou de gaz ainsi que tous les premiers puits implantés sur des blocs tectoniques isolés ou sur de nouveaux horizons du champ. Avec les puits de reconnaissance on étudie en détail la coupe des dépôts, ses possibilités en pétrole et en gaz, ainsi que les conditions de structure. Dans ce cas la prise de carottes est effectuée par intervalles le long de la coupe entière non investiguée par forage; la prise de carottes est continue dans les intervalles correspondant aux horizons pétrolifères et gazéifères et aux limites d'unités stratigraphiques; le prélèvement d'huile, de gaz et d'eau est fait avec l'échantillonnage des horizons pétrolifères, gazéifères, aquifères au moyen d'un tester de formation ou à travers la colonne.

Puits d'exploration. Ces derniers sont implantés sur des aires à ressources pétrolifères et gazéifères commerciales prouvées dans le but de préparer les gisements à une exploitation. Avec le forage de puits d'exploration on effectue les investigations suivantes : prise de carottes dans les intervalles de gisement de couches productives, prélèvement d'échantillons superficiels et profonds d'huile, de gaz et d'eau, échantillonnage des horizons supposés productifs, exploitation d'essai des horizons productifs. Au cours du choix d'installations pour puits de reconnaissance et d'exploration on prévoit la possibilité de l'utilisation de ces dernières pour l'exploitation.

Les *modes d'investigations* employés au cours des travaux de prospection détaillée au pétrole et au gaz diffèrent suivant les dimensions de l'objet et le degré de son étude et se divisent en régionaux et détaillés.

Pour l'investigation régionale, on utilise les cartes géologiques et structurales à petite échelle, les explorations magnétique, gravimétrique, électrique, les différents procédés de prospection sismique, les études hydrogéologiques et géochimiques, le forage de puits de structure, paramétriques et de référence, et enfin des généralisations scientifiques étendues et des extrapolations.

Les investigations détaillées comportent l'établissement de cartes géologiques structurales à grande échelle, un forage de structure, les différentes variantes de la sismique-réflexion, certaines formes d'investigations géochimiques et hydrogéologiques et, enfin, le forage de puits de reconnaissance et d'exploration. L'étude détaillée de la coupe des terrains productifs s'effectue avec le forage de puits d'exploration.

En pratique, les résultats d'investigations détaillées obtenus sur des aires variées sont utilisés pour des constructions et généralisations régionales. De leur côté, les investigations régionales constituent un fond et une base des investigations détaillées.

Les techniques des travaux de prospection détaillée trouvent leur expression dans la séquence déterminée de résolutions de problèmes géologiques concrets et dans la combinaison des méthodes déterminées d'étude axées sur ces solutions. Les techniques des travaux de prospection détaillée, autrement dit la méthodologie de résolution des problèmes géologiques, déterminent dans une grande part l'efficacité géologique de ces travaux, ainsi que leur rentabilité. Pratiquement, lors des travaux de prospection détaillée, on élabore progressivement dans chaque région un complexe rationnel d'investigations le plus efficace et en même temps le plus économique dans des conditions données.

La prospection utilise diverses techniques. Le contenu du terme *techniques* embrasse le nombre de points, l'ordre de leur implantation, la séquence du reforage, l'ordre d'échantillonnage des horizons décapés. Dans la pratique de la prospection des champs de pétrole et de gaz, les puits sont implantés suivant les profils (les lignes d'exploration) ou d'autres manières, à travers, en triangle, etc.

§ 4. Réserves de pétrole et de gaz et leur classification

Les réserves sont le principal paramètre d'un gisement et leurs dimensions sont dans une grande mesure fonction de celles du piège. On distingue les réserves géologiques (en place) et les réserves extraites récupérables. Les réserves géologiques, c'est le volume de pétrole et de gaz contenu dans le gisement. Le volume du pétrole et du gaz du gisement diffère sensiblement de celui occupé par ces minéraux utiles à la surface. La raison en est dans la dilatation thermique des liquides du sous-sol et, principalement, dans le passage d'une partie d'hydrocarbures gazeux à l'état liquide. Le volume du gaz naturel s'accroît dans le gisement en raison directe de la pression de gisement. Donc, pour l'estimation des réserves en place du pétrole et du gaz dans un gisement il est nécessaire de connaître non seulement la forme, la taille du gisement et le volume occupé par les pores des terrains saturés de pétrole et de gaz, mais également les propriétés physiques et chimiques de ces minéraux utiles évaluées d'après les échantillons de surface et de profondeur, ainsi que par les conditions thermodynamiques de la couche (température, pression de couche).

On appelle réserves récupérables la quantité de pétrole et de gaz réduite aux conditions atmosphériques, qui peut être extraite du gisement au moyen de techniques modernes. Les réserves récupérables de pétrole varient dans les gisements de 15 à 80 % suivant les propriétés physico-chimiques du pétrole et les propriétés de la roche-magasin, ainsi que suivant le mode de production. Les réserves récupérables de gaz constituent un pourcentage élevé mais décroissent quelquefois fortement en raison des défauts du système de production ou du fait de la grande hétérogénéité des horizons productifs.

Les calculs des réserves de pétrole et de gaz sont effectués pour un champ après l'achèvement des travaux de prospection ou après une étape déterminée de ces travaux, ainsi qu'au cours de l'exploitation de ce champ. En outre, dans le but d'établissement d'un plan des prospections détaillées à long terme, de même que d'accroissement de réserves prouvées et de production de pétrole et de gaz on effectue périodiquement le calcul, pour chaque province, de réserves probables (C_2) de tout l'ensemble de structures dégagées et préparées.

En déterminant les réserves de pétrole et de gaz combustibles, il est obligatoire de calculer et d'estimer tous les composés d'intérêt commercial que ces derniers contiennent ou auxquels ils sont associés (éthane, propane, condensat, hélium, hydrogène sulfuré).

La détermination du degré d'étude des champs et du degré de préparation des réserves de pétrole et de gaz justifiant l'établissement d'un projet d'exploitation des champs, l'investissement de capitaux pour la construction de chantier et les installations industrielles s'appuient en U.R.S.S. sur la classification des réserves de pétrole et de gaz combustibles.

Les réserves de pétrole, de gaz combustibles et de composés associés se divisent, d'après leur rôle dans l'économie nationale, en deux groupes dont le calcul et l'estimation s'effectuent séparément : les *réserves géologiques* (en place) dont on a parlé plus haut sont soit des *réserves actives* (*commerciales*) dont l'exploitation dans les conditions économiques et techniques existantes est rentable soit des réserves non actives (non commerciales) dont l'exploitation est non rentable. Par la suite, elles peuvent devenir l'objet d'une exploitation commerciale.

Comme il a été déjà mentionné, dans les réserves actives d'huile, de gaz dissous, ainsi que de condensat du gaz libre on distingue les réserves *récupérables*, c'est-à-dire les réserves qui peuvent être extraites avec le système d'exploitation choisi.

Les réserves de pétrole, de gaz combustibles et de composés associés sont divisées d'après le degré de leur étude en quatre catégories—A, B, C_1 et C_2. Ces catégories sont définies de la façon suivante.

Catégorie A—réserves du gisement (ou d'une partie de ce dernier) étudiées avec détail permettant de connaître la forme et la taille du gisement, la puissance effective de saturation en huile et en gaz, la nature de variations des propriétés de la roche-magasin et de la saturation en huile et en gaz des horizons productifs, la composition quantitative et qualitative de pétrole, de gaz combustibles et des composés associés et autres paramètres ainsi que les principales singularités du gisement qui déterminent les conditions particulières d'exploitation (régime de drainage du réservoir, productivité des puits, pression, perméabilité des roches-magasins, hydro- et piézo-conductibilité et autres caractéristiques). Les réserves de la catégorie A sont calculées en cours d'exploitation du gisement.

Catégorie B—réserves du gisement (ou d'une partie de ce dernier) dont la nature pétrolifère et gazéifère a été établie sur la base de venues commerciales d'huile et de gaz combustibles des puits se trouvant à différentes côtes hypsométriques, après des tests géophysiques et des carottes favorables obtenues en cours d'exploitation. La forme et la taille du gisement, la puissance effective de saturation en huile et en gaz, la nature de variations des propriétés de la roche-magasin et de la saturation en huile et en gaz des horizons productifs et autres paramètres, de même que les singularités principales du gisement lui imposant le système d'exploitation sont étudiés de façon approchée mais suffisante pour la planification de son exploitation. La composition du pétrole, du gaz combustible et des composés associés est étudiée en détail dans les conditions du gisement et de la surface. Pour le pétrole, des essais d'exploitaton ont été menés par quelques puits. Pour le gaz, il a été constaté l'absence de l'anneau à l'huile ou estimé sa valeur commerciale.

Catégorie C_1 — réserves du gisement dont la nature pétrolifère et gazéifère a été établie sur la base de venues commerciales d'huile et de gaz combustibles à partir de quelques puits (une partie des puits a pu être testée par un tester de couche) et de tests géophysiques d'exploitation dans d'autres puits, de même que les réserves de la

partie du gisement (bloc tectonique) adjacente aux aires à réserves de catégorie supérieure.

Les conditions de gisement de pétrole et de gaz combustibles ont été établies et vérifiées pour la région considérée au moyen de méthodes d'investigations géologiques et géophysiques; les propriétés des roches-magasins des horizons productifs et les autres paramètres ont été étudiés sur quelques puits ou adoptés par analogie avec la partie mieux étudiée du gisement et les champs exploités voisins.

Catégorie C_2— réserves de pétrole et de gaz combustibles dont l'existence est présumée sur la base des conditions géologiques et géophysiques favorables sur des territoires non reconnus, des blocs tectoniques et des horizons de champs investigués, de même que les réserves, de nouvelles structures situées dans des régions pétrolifères et gazéifères délimitées par des méthodes d'investigations géologiques et géophysiques adaptées à la région considérée.

Les réserves de gaz non actives de la catégorie C_2 ne sont pas calculées.

Les réserves des composés associés contenus dans l'huile et dans les gaz combustibles sont calculées et classées par catégories correspondant au degré d'étude des réserves de ces composés.

L'attribution aux réserves de pétrole et de gaz combustibles de différentes catégories suivant le degré de leur connaissance est réglementée par des instructions. La nouvelle classification des réserves définissant le degré de reconnaissance des champs nécessaire à leur mise en exploitation élève les exigences envers les justifications et le calcul des réserves dégagées et probables de pétrole et de gaz (catégories C_1 et C_2) et autorise principalement la mise en exploitation des réserves de ces catégories.

La mise au point des plans de développement de la base de matières premières, autrement dit des réserves explorées (catégories A, B et C_1) est actuellement réalisée en utilisant largement les pronostics pétrolifères et gazéifères du sous-sol de l'U.R.S.S. L'évaluation des réserves probables de pétrole et de gaz est une estimation quantitative des perspectives pétrolifères et gazéifères de complexes lithologiques et stratigraphiques ou d'horizons isolés, qui s'opère sur la base de comparaisons et d'analogies. Les ressources pronostiquées de pétrole et de gaz sont classées d'après le degré de connaissance géologique et géophysique des territoires en deux sous-groupes: D_1 et D_2.

Sous-groupe D_1 — évaluation des réservers probables de pétrole et de gaz des complexes lithologiques et stratigraphiques (bassins sédimentaires) dont la nature pétrolifère et gazéifère est prouvée pour une grande structure géotectonique de premier ordre de grandeur (levées, bombements, bassins d'effondrement, avant- et arrière-fosses, bassins intramontagneux, etc.). Les réserves du sous-groupe D_1 concernent les gisements probables contenus dans des pièges de divers types découverts, délimités ou présumés d'un complexe lithologique et stratigraphique à condition que sur le territoire soumis au pronostic

ont déjà été découverts des pièges pétrolifères et gazéifères de ce type.

Sous-groupe D_2 — évaluation des réserves probables de pétrole et de gaz des complexes lithologiques et stratigraphiques dont la nature pétrolifère et gazéifère n'est pas prouvée mais qui est probable par analogie avec des grands édifices tectoniques à architecture géologique semblable dont la nature pétrolifère et gazéifère a été prouvée, ainsi qu'avec des séries isolées des territoires pétrolifères et gazéifères dont le degré de connaissance ne permet pas de ranger dans le sous-groupe D_1.

En cas d'absence de données argumentées permettant une estimation quantitative des manifestations de pétrole et de gaz, on réalise une estimation qualitative. On distingue les territoires sans perspectives, les territoires peu étudiés et les territoires perspectifs. L'estimation qualitative est faite sur la base des connaissances générales de l'architecture géologique de la région.

CHAPITRE VIII

MÉTHODES GÉOLOGIQUES DE PROSPECTION DES GISEMENTS DE PÉTROLE ET DE GAZ

§ 1. Tracé des cartes géologiques et structurales

L'étude de la structure géologique du terrain s'effectue d'abord par l'exécution d'un levé géologique. L'aboutissement direct d'un levé est la carte géologique. Cette carte constitue la représentation graphique de la répartition à la surface du jour des dépôts d'âges différents (séries, horizons, étages, etc.). Cette carte est établie sur un fond topographique et est complétée par le tracé d'une coupe normale des dépôts affleurant sur l'aire du levé, des sections géologiques en profil, des cartes lithologiques et de faciès, des cartes de minéraux utiles, de terrains quaternaires, des cartes hydrogéologiques.

Suivant l'objectif visé, le degré d'affleurement et de complexité de l'arrangement structural du pays, le lever géologique est exécuté avec plus ou moins de détails, sur un fond différent (carte topographique ou photoplan), et un rattachement varié (à vue d'œil ou instrumental). En U.R.S.S. on réalise des levés géologiques réguliers du pays au 1 : 200 000. Sur les aires présentant un intérêt pour des recherches, on exécute un lever géologique plus détaillé, de au 1 : 100 000 jusqu'au 1 : 10 000 et d'échelle plus grande.

La carte géologique et les matériaux complémentaires (éléments de gisement des couches observés, coupes géologiques en profil) fournissent une représentation de l'arrangement tectonique du terrain. Cette représentation est d'autant plus claire que les formes structurales sont plus contrastées et simples et la carte plus détaillée. Cependant l'information nécessaire sur l'arrangement des terrains pour les prospections détaillées de pétrole et de gaz n'est obtenue qu'au moyen d'une *carte structurale*. Sur la carte structurale les formes de gisement des couches sont représentées de la même façon que pour le relief de la surface terrestre, par des courbes de niveau d'une des couches dite *couche repère* ou *de référence*. Cette couche est choisie parmi les plus marquantes de la coupe. Elle doit de même pouvoir être suivie tout au long de l'aire. La carte est établie sur la base de nombreuses cotes d'altitude de gisement de la couche en différents points de l'aire ou suivant la ligne d'une série de profils. Les courbes de niveau (ou horizontales) de la carte sont dénommées stratoisohypses ou tout simplement isohypses. L'écartement entre les isohypses (intervalle entre les coupes) est choisi en fonction de l'amplitude de la structure représentée, de la précision exigée et de l'échelle de la carte.

L'exécution de cartes structurales géologiques est l'établissement d'un graphique de corps géologiques situés près de la surface et qui consiste à exécuter simultanément des cartes géologique et structurale. Elles sont rattachées entre elles directement sur le terrain.

Comment se présente sur une carte structurale les différentes formes de gisement de l'horizon de référence? Un horizon plongeant régulièrement dans une direction sera représenté par un système d'iso-

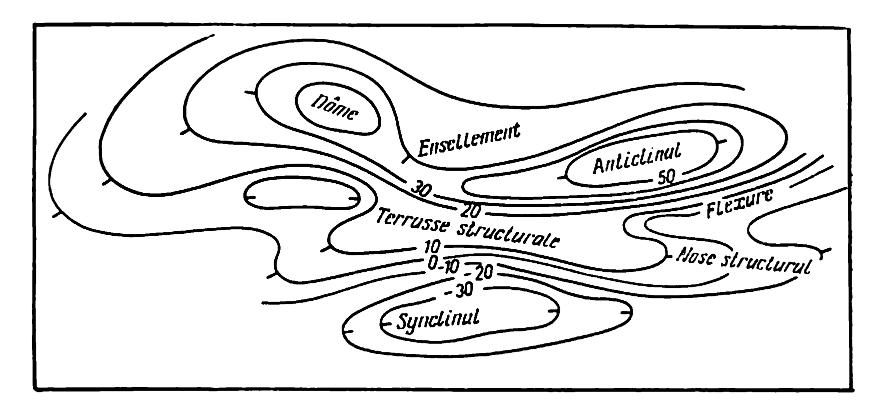


Fig. 18. Image des formes structurales différentes d'une carte structurale

hypses parallèles également écartées l'une de l'autre (fig. 18). La direction de ces dernières est dans ce cas conforme à l'allongement de l'horizon. Plus les isohypses sont rapprochées, plus la pente de l'horizon de référence est grande. Les secteurs où les isohypses s'écartent correspondent à des terrasses structurales. Les plis anticlinaux et les soulèvements en dômes sont représentés par un système d'isohypses fermées. Par des lignes spéciales sont représentées les discontinuités (fig. 19). Ces lignes sont les traces marquant l'intersection du plan de discontinuité avec la surface de l'horizon de référence. Au cas où le plan de faille est vertical, sa trace est une ligne que touchent des deux côtés des isohypses de cotes différentes (fig. 19, *a*). L'amplitude de la faille se définit alors comme la différence entre les cotes d'isohypses en un point quelconque de la ligne de faille. Quand le plan de faille est incliné, l'intersection avec l'horizon de référence laisse alors deux traces parallèles (fig. 19, *b*) dont l'une est l'intersection avec la partie abaissée de la couche et l'autre avec la partie soulevée. La distance séparant ces lignes marque le déplacement horizontal de la couche. De façon différente, mais également par deux lignes, on représente une faille inverse ou un chevauchement. Dans ces cas l'une des lignes constituant la trace de l'intersection avec la partie de l'horizon abaissée se trouvant sous la nappe de charriage, est représentée par des pointillés vu que cette ligne n'est pas observée d'en haut. Dans l'intervalle des deux lignes doivent figurer les deux

systèmes d'isohypses: celui de la nappe de charriage et celui des terrains recouverts (fig. 19, *c*).

En géologie pétrolière les cartes structurales sont les documents de base représentant l'arrangement de vastes territoires et des aires limitées ainsi que celui des champs et des gisements de pétrole et de gaz. Elles sont établies d'après les données de forages d'essai et profonds, des matériaux d'investigations géophysiques. Sur la base des cartes structurales on procède aux prévisions des champs de pétrole et de gaz et on implante les puits de reconnaissance et d'exploration

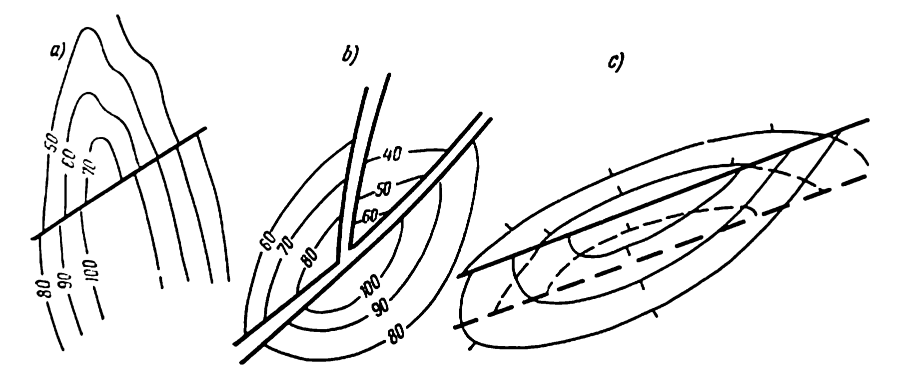


Fig. 19. Représentation des dislocations de rupture sur une carte structurale

et, ensuite, ceux d'exploitation. En outre, les cartes structurales sont utilisées pour la représentation d'anciennes surfaces d'érosion, des surfaces de discordance des couches, des massifs récifaux, des massifs de roches cristallines du socle, des colonnes de sel, des surfaces de dislocation de rupture. La précision de la carte structurale est une caractéristique importante et pour une grande part elle détermine l'efficacité et l'effet résultant des prospections détaillées ultérieures sur le terrain. A conditions égales, cette précision est fonction de celle du rattachement en altitude et en plan des points de référence, des affleurements d'horizons de référence. Aussi à la différence d'un levé géologique ordinaire le rattachement de ces points dans le levé structural géologique est-il fait au moyen de levé régulier ou semi-régulier. Avec les pentes moyennes et raides des couches, une importance non inférieure acquiert la précision des mesures des éléments de gisement des couches et, en premier lieu, la grandeur de leur pente. Dans ce cas les inclinaisons des couches doivent être mesurées non pas à l'aide d'un plomb du compas du mineur, mais avec un appareil plus précis, tel qu'un indicateur de pente (un clinimètre).

Les levés structuraux géologiques, de même que les levés géologiques, sont exécutés avec les investigations régionales et avec la préparation des aires au forage de reconnaissance. Les levés régionaux sont déjà exécutés au 1 : 200 000 et au 1 : 100 000 pour toutes les régions pétrolifères et gazéifères, surtout, dans les régions tabulaires

(plaines et plates-formes) dans le but de dégager des aires à formes structurales perspectives pour la recherche de gisements de pétrole et de gaz. Les levés détaillés ont été exécutés et continuent à l'être au 1 : 50 000, au 1 : 25 000 et au 1 : 10 000 pour des structures plissées complexes dans l'objectif de préparer les structures dégagées antérieurement au forage de puits. Avec les levés régionaux, le rattachement en plan des affleurements observés de l'horizon de référence est effectué à l'œil, d'après les cartes de plus grandes échelles que la carte de travail ; quant au rattachement en altitude, il est exécuté par nivellement barométrique. Avec le levé détaillé, le rattachement des affleurements observés de l'horizon de référence est effectué à la planchette sur la base d'un réseau géométrique auxiliaire qui est accordé avec le réseau de triangulation d'Etat. La correspondance de la carte à l'échelle de levé établie se détermine par le nombre de points de référence (de structure) adopté pour son établissement. A chaque échelle du levé et au degré de complexité de l'architecture géologique de l'aire correspond une quantité donnée de points par 1 km^2 d'aire. Ces normes sont données au tableau 10.

Méthode et technique d'établissement de cartes structurales géologiques. Les conditions géologiques et le modelé du terrain dans lesquels est exécuté un levé structural sont très variés.

Dans les régions à structure tabulaire les pentes sont insignifiantes et, généralement, ne se distinguent pas à l'œil nu. C'est seulement dans des cas isolés qu'elles dépassent 5° et, par suite, ne se prêtent pas à des mesures directes. L'épaisseur des affleurements sédimentaires se détermine essentiellement par le relief et par le degré de son articulation. S'ils sont importants et les pentes des couches très faibles, il suffit alors pour l'établissement de la carte structurale d'un seul horizon repère pour un levé détaillé et de deux ou trois, pas plus, pour l'aire d'un levé régional. Les cartes géologiques de ces régions à architecture simple et un relief articulé sont d'un aspect complexe, et les affleurements de l'horizon repère choisi convenablement sont suivis sur une grande surface.

Il en est tout autrement dans les régions montagneuses ou d'avant-mont (bassins d'entremonts, avant- et arrière-fosses, marges des régions plissées). La pente des couches est dans ce cas très grande, s'appréciant en des dizaines de degrés, on rencontre souvent des failles de grande amplitude. L'épaisseur des affleurements se mesure en centaines et même en milliers de mètres. Dans ces conditions, même pour l'établissement d'une carte structurale détaillée, il est nécessaire de posséder plusieurs horizons de référence vu que l'extension de chaque affleurement est restreinte. Toutefois, la gamme stratigraphique des sédiments déchaussés est souvent fort limitée et la composition lithologique assez homogène.

Etant donné une telle variété de conditions géologiques et d'objectifs posés par l'établissement de cartes, les méthodes de levés structuraux géologiques sont également variées. Il y a trois méthodes principales d'exécution de levés.

Tableau 10

Nombre de points de référence par 1 km² en fonction de l'échelle du levé et de la complexité de l'architecture géologique

Echelle du levé	Complexité de l'architecture géologique	Nombre de points structuraux par 1 km²
1 : 200 000	Simple	0,06
	Moyenne	0,09
	Grande	0,30
1 : 100 000	Simple	0,12
	Moyenne	0,30
	Grande	0,60
1 : 50 000	Simple	0,30
	Moyenne	0,70
	Grande	1,10
1 : 25 000	Simple	2,00
	Moyenne	4,00
	Grande	5,50
1 : 10 000	Simple	6,00
	Moyenne	8,00
	Grande	12,00

La première, par cheminement, est largement utilisée pour des études régionales dans les conditions de structures tabulaires des couches en pente douce lors de l'établissement des cartes au 1 : 200 000 ou au 1 : 100 000.

La seconde, à la planchette (levé structural d'après les affleurements de l'horizon repère), est utilisée dans les conditions d'un pendage doux des couches pour des études détaillées. Le levé s'opère en suivant une ou plusieures couches choisies d'un affleurement à l'autre.

La troisième, dite levé par éléments de gisement, est utilisée pour l'étude des régions où les couches sont inclinées de plus de 5°, autrement dit, essentiellement dans les régions des montagnes plissées. Cette méthode n'exige pas un grand nombre d'horizons repères en coupe et s'effectue de deux façons. La première consiste à calculer les cotes de la couche de référence concordant avec les éléments de gisement mesurés des couches. La seconde s'efforce d'obtenir ces cotes par une voie graphique en construisant une série de coupes en profil.

Voyons en détail chacune de ces méthodes.

Levé structural géologique exécuté par cheminement. Suivant les normes établies, une équipe doit exécuter durant la saison des travaux de terrain, dans les latitudes moyennes, le levé d'une superficie de 1200 à 1500 km². Généralement, l'établissement de cartes d'un tel territoire exige le recours à plusieurs horizons repères avec le tracé subséquent de la carte structurale sur la base d'un de ces horizons.

Les travaux d'exécution d'un levé commencent par une reconnaissance générale du terrain. La reconnaissance est menée pour déterminer le degré de déchaussement des différents secteurs et éléments du modelé, pour ébaucher schématiquement la coupe normale des dépôts déchaussés, pour dégager dans cette coupe les horizons de référence, y compris celui de base, et, enfin, pour la mise au point d'un plan général du levé.

Le plan d'exécution du levé suppose le choix des directions des itinéraires de cheminements de travail et de leur ordre de succession. Les itinéraires de cheminements sont principalement exécutés suivant les pentes déchaussées les plus abruptes de vallées et de badlands (réseau de crêtes et d'entailles dues au ravinement) et sont choisis de manière à couper de travers l'extension des couches et des structures supposées, tout en étant pourvus d'un nombre suffisant d'affleurements naturels.

Après la reconnaissance, on procède à des observations succinctes et planifiées suivant les itinéraires choisis. Les principales observations de cheminement sont complétées par le contrôle des horizons repères à l'écart des cheminements, c'est-à-dire sont combinées avec l'étude des horizons en longueur. Au cours de ces travaux on précise la coupe géologique normale du terrain et on contrôle l'épaisseur de différents faisceaux et les distances (suivant la normale) séparant les horizons repères.

Les affleurements des horizons repères sont portés au cours du relevé à vue d'œil sur les cartes topographiques d'échelle supérieure à celle fixée pour le levé. L'altitude des affleurements est appréciée soit à vue d'œil soit par des procédés de levé régulier ou de levé semi-régulier (nivellement barométrique).

Simultanément aux itinéraires de cheminements, on établit les coupes en profil des horizons de référence choisis ainsi que la carte géologique. Après l'exécution de deux itinéraires on aborde la construction des cartes structurales de travail sur la base d'un ou plusieurs horizons repères.

Avec l'établissement de ces profils et de ces cartes il se peut que se dégagent déjà des secteurs présentant des traces de structures en dômes ou anticlinales ou des indices de leur probable présence. Ces traces et indices se concrétisent par l'apparition sur les profils d'inflexions anticlinales des horizons repères, d'aires en terrasse ou de secteurs locaux de couches fortement inclinées, et sur les cartes de flexions en nose d'isohypses, de flexures, etc. Les aires adjacentes à ces secteurs doivent être l'objet d'attention particulière. On y étudie soigneusement tous les affleurements de roches et si nécessaire on procède à des travaux miniers de décapage (déblaiements et fossés).

Après l'exécution d'itinéraires de cheminements et l'étude détaillées des secteurs présentant un intérêt du point de vue tectonique on passe à l'étape finale des travaux de terrain : recherche et rattachement d'affleurements naturels non rencontrés par les itinéraires de cheminements ou par les études sur le terrain.

La carte structurale de travail est généralement établie sur la base d'un des horizons repères. Dans les secteurs où cet horizon gît au-dessous des bad-lands sa cote, ou repère d'altitude, se détermine par le calcul effectué sur la base d'horizons repères auxiliaires observés.

Levé structural d'après les affleurements de l'horizon repère. Cette méthode n'est utilisée que lors des levés de au 1 : 10 000 jusqu'au 1 : 50 000. Il est conseillé d'exécuter le levé suivant le même horizon de référence qui est pris pour horizon de base lors de l'établissement de la carte structurale. Or ce n'est possible qu'en cas d'un relief suffisamment articulé ou d'une aire assez petite. C'est que pour une inclinaison des couches de 1° seulement l'affleurement de l'horizon repère s'abaisse de 17 m chaque 1000 m en direction du plongement des couches. Aussi cette méthode devient-elle pratiquement inapplicable avec l'inclinaison de couches supérieure à 5° pour l'établissement des cartes de grands territoires. L'absence d'affleurements naturels de l'horizon de référence peut être compensée par l'implantation de sondages géologiques profonds jusqu'à l'horizon de référence dans les secteurs où ce dernier s'enfonce au-dessous de la base de l'érosion. On procède également au forage de puits géologiques peu profonds et à des travaux miniers (creusement de fossés, déblaiement) dans les buts de décapage de l'horizon de base sur des interfleuves recouverts et des pentes engazonnées.

Avec l'exécution d'un levé structural géologique détaillé les mesures les plus précises de la position planimétrique des affleurements de l'horizon de base et de ses cotes sont réalisées en utilisant la planchette et l'alidade plongeante. Dans ce cas les travaux de terrain sont menés par deux équipes, géologique et topographique, en deux étapes. Durant la première étape, le géologue reconnaît les conditions d'affleurement, étudie minutieusement et établit la coupe géologique normale en y dégageant l'horizon de référence convenable ou un groupe d'horizons. Il faut dans ce cas tenir compte que le problème le plus important lors d'un levé structural c'est la juste confrontation de couches au sein de la coupe et le choix de l'horizon de référence de base (ou d'un groupe d'horizons). En guise d'un tel horizon il est préférable de choisir la couche constituée de roches les plus dures, vu que ces terrains affleurent plus souvent que les roches tendres.

Pendant ce temps le topographe établit sur le terrain le canevas géométrique de points sur lesquels s'appuiera le levé, rattache ce canevas au réseau trigonométrique et trace sur la planchette le fond de carte du levé structural mis en œuvre. Une fois les travaux préliminaires achevés, le géologue et le topographe s'attaquent à l'exécution du levé.

Le levé est exécuté en suivant la couche de référence d'un affleurement à l'autre. La tâche est loin d'être facile vu que la couche peut être cachée sous une couverture formée par le sol. Sa présence dans la coupe d'une pente engazonnée peut être établie d'après les différents

indices indirects: déplacement de matériaux meubles, nature du microrelief, modification du couvert végétal. En s'appuyant sur ces indices, la couche est ouverte au moyen d'ordinaires déblaiements miniers.

Le levé est exécuté de la façon suivante. Le topographe et le géologue choisissent le point d'appui d'où il est possible de s'orienter d'après les points du canevas géométrique préalablement établi et d'exécuter le levé du territoire aussi grand que possible. Le géologue, la mire en mains, suit l'affleurement de la couche en choisissant les points pour le repérage instrumental de l'horizon repère, autrement dit les points de base. Le topographe en effectue le rattachement, c'est-à-dire les porte sur la planchette au moyen de l'alidade plongeante. Quand toute la région, susceptible d'être levée de ce point d'appui, est parcourue, on choisit le point d'appui suivant et l'opération se répète dans le même ordre.

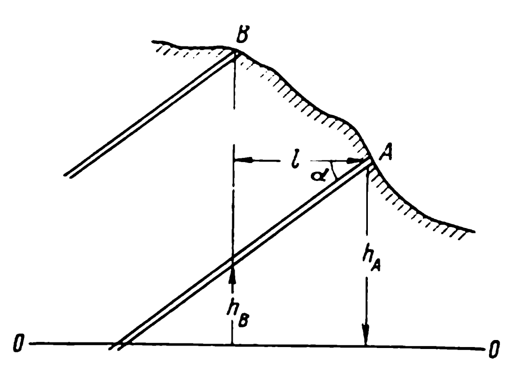


Fig. 20. Schéma définissant la hauteur de la couche repère d'après les éléments de gisement

Après le rattachement de 15 à 20 points structuraux, on aborde l'établissement de la carte structurale directement sur le plan de la planchette ou sur un fond topographique.

Levé structural géologique par éléments de gisement. Ce levé est employé pour des angles d'inclinaison moyenne des couches en cas de grande homogénéité des dépôts, quand le dégagement dans la coupe des horizons repères continus est impossible ou quand ils sont peu nombreux au sein d'une épaisse assise homogène. Ces conditions sont propres aux marges des régions plissées, aux bassins d'entremonts. Le succès du levé est conditionné par un large déchaussement du territoire autorisant un grand nombre de mesures d'éléments de gisement des couches et, partant, permet de suivre toutes les modifications de la pente des couches et de détecter les dislocations disjonctives. Ces levés sont moins précis vu que les erreurs dans l'appréciation d'angles d'inclinaison de 1-2° modifient fortement les repères d'altitude des points structuraux obtenus par calcul correctif. D'autre part, l'erreur dans la mesure de l'angle de pendage entraîne des erreurs dans le calcul de la position horizontale de la distance séparant l'affleurement rattaché des terrains au point structural obtenu par le calcul correctif.

Sur le terrain, l'exécution du levé par éléments de gisement est effectuée de la même façon que le levé structural d'après les affleurements de l'horizon repère. Les cotes des couches ne sont déterminées

directement sur le terrain que dans les affleurements des horizons de référence. Les cotes de la masse principale de points de base sont généralement calculées en laboratoire de la manière suivante.

Soit A (fig. 20) l'affleurement de l'horizon repère de cote h_A et d'angle de pente α. En amont de la pente et en aval du pendage des couches il y a un affleurement de roches B d'angle de pente égal à α. La cote de la couche A au point B est alors h_B qui se détermine par la formule $h_B = h_A - l \operatorname{tg} \alpha$, où l est la distance mesurée en projection (sur la carte) séparant A de B perpendiculairement à l'extension des roches.

Au cas où l'angle de pente au point B est différent de celui au point A et égal à β, la cote de la couche A au point B se détermine alors d'après la formule approchée

$$h_B = h_A - l \operatorname{tg} \frac{\alpha+\beta}{2}.$$

On ne peut utiliser cette formule que dans le cas où la différence entre les angles α et β ne dépasse pas 10°, tandis que les angles mêmes ne sont pas supérieurs à 45°. Il faut prendre en compte que les deux formules ne se vérifient que si la mesure de l est faite directement suivant le pendage des couches. Mais si la ligne l dévie de celle du pendage, il faut introduire au lieu de α l'angle σ qui lui est inférieur et se calcule par la formule

$$\operatorname{tg} \sigma = \operatorname{tg} \alpha \cos \gamma,$$

où γ est l'angle formé par la ligne du pendage et la ligne joignant les points observés. La formule est utilisée si $\gamma > 15°$.

L'erreur de 1° dans l'appréciation de l'angle de pente de la couche au moyen du compas du mineur entraîne, pour chaque 1000 m d'extension, une erreur de 17 m dans la détermination de la cote de la couche. De sorte, elle dépasse la section isohypse (10 m). En plan, l'erreur (l'écartement d'isohypses) peut, pour de petits angles de pente, atteindre 200 m, ce qui se voit sur le tableau 11.

Tableau 11

Erreurs dans la détermination des cotes et de la position planimétrique des points calculés en fonction des angles de pente et de la précision de leur mesure

Angle de pente réel, °	Angle de pente obtenu au compas de mineur, °	Erreur dans la détermination des cotes, m	Erreur planimétrique (écart d'isohypses), m
5	6	17,7	202
10	11	18,0	102
15	16	18,0	70

Aussi est-il recommandé d'exécuter le levé structural par éléments de gisement avec des recherches par fouille afin de maintenir la distance entre les principaux points de mesure des éléments de gisement des couches dans les limites de 500 m et de mesurer les angles de pente non pas au compas de mineur mais à l'alidade plongeante. Néanmoins, certaines erreurs et les déformations entraînées dans les constructions sont inévitables. Cela pose des limites à l'utilisation de cette méthode de levé. En règle générale la méthode n'est pas employée pour des levés d'échelle supérieure au 1 : 50 000 et n'est appliquée que dans les régions plissées à tectonique peu compliquée où les modifications du pendage des couches sont régulières.

Le tracé des cartes structurales s'effectue de la façon suivante. On établit d'abord le catalogue de cotes rassemblant toutes les cotes observées et calculées pour tous les affleurements par rapport à un horizon de référence unique. Ces cotes sont inscrites sur la carte près des points correspondants. Les points voisins sont réunis par des lignes droites d'interpolation, en principe, perpendiculairement à l'extension générale des couches. Ensuite, on procède à un piquetage de ces lignes, en accord avec la section choisie pour la carte, suivant les cotes extrêmes. Les points ainsi obtenus sur les lignes d'interpolation, correspondant aux mêmes cotes, sont joints par des lignes régulières, horizontales ou isohypses.

Il faut toutefois mettre en garde et ne pas recourir à un tracé formel de la carte. Si l'on ne tient pas compte des particularités de l'architecture géologique de la région, on peut commettre des erreurs appréciables.

On a donné à la fig. 21 les cartes géologique et structurale d'une aire en Azerbaïdjan. La confrontation de ces cartes permet de constater que la carte structurale exprime de façon plus claire et plus précise la morphologie générale et les particularités tectoniques de l'architecture de l'aire.

Il faut souligner encore une fois qu'actuellement les levés structuro-géologiques sont exécutés presque dans toutes les régions pétrolifères et gazéifères. Toutefois, l'étude de ces matériaux, soit par eux-mêmes, soit avec d'autres données géologiques et géophysiques, se poursuit toujours. Après l'exploration des formes structurales fermées (dômes, anticlinaux) l'attention se porte sur les divers accidents structuraux semi-fermés (nez structuraux, terrasses, etc.) sous lesquels on découvre souvent dans des horizons stratigraphiques profonds des pièges en dômes avec des gisements de pétrole et de gaz.

§ 2. Méthodes d'établissement de cartes à distance

Les téléméthodes d'étude géologique et d'établissement des cartes de structures tectoniques se basent sur l'observation et la photographie de la surface terrestre à partir d'un avion ou du cosmos.



Fig. 21. Carte géologique (*a*), carte structurale (*b*) et coupe normale (*c*) d'une aire en Azerbaïdjan (d'après M. V. Abramovitch)

L'essence de ces méthodes consiste dans l'interpération géologique des photographies aériennes ou des épreuves prises du cosmos. Cette interprétation se base :

a) sur le dégagement direct et la reconnaissance de différentes formations géologiques (assises, séries, couches, etc.), de leurs conditions de gisement (c'est-à-dire de structures tectoniques) ;

b) sur l'utilisation de liaisons variées existant entre l'architecture géologique du territoire et son modelé, les éléments du paysage, la composition de la couverture végétale, etc.

La nature de ces liaisons est la conséquence d'interaction de nombreux processus endogènes et exogènes, parmi lesquels le rôle principal est joué par les mouvements néotectoniques. Ces derniers sont souvent prédéterminés par l'ordre structural antérieur qu'il s'agit de reconnaître.

Ces méthodes sont également utilisées au stade de recherches régionales comme au stade d'investigations détaillées, c'est-à-dire au cours de levés à grande échelle.

L'utilisation des photographies aériennes pour l'établissement des cartes structurales et géologiques présente de nombreux avantages et, en particulier, permet :

a) de dégager le degré de déchaussement du terrain, la disposition des affleurements et de choisir sur cette base le meilleur itinéraire, d'établir un plan rationnel de travaux sur le terrain ;

b) au cas d'un déchaussement presque total de tracer les cartes géologique et structurale avec le minimum d'observations sur le terrain ;

c) de dégager une série de particularités de l'arrangement de l'écorce terrestre ou de suivre l'extension des couches, assises, séries et structures qui ne peuvent être reconnues par des observations directes sur le terrain ;

d) d'observer l'objet ou une série d'objets dans leur ensemble et dans leur environnement naturel. Ainsi, l'étude d'une structure plissée complexe ne permet souvent sur le terrain que d'établir des liens entre quelques éléments de cette structure. Avec l'interprétation d'une vue aérienne, quand dans le champ de vision se trouve toute la structure, le problème se simplifie énormément.

e) avec l'interprétation géologique on arrive non seulement à présenter une caractéristique géologique plus complète de l'architecture du territoire mais également de rattacher avec grande précision tous les éléments observés de cette architecture. L'interprétation est réalisée en règle générale pour des levés de 1 : 5000 à 1 : 100 000.

Au cas d'un déchaussement limité, les vues aériennes permettent d'économiser beaucoup de temps et de travail dépensés à la recherche des affleurements et à la poursuite de leurs traces suivant des itinéraires souvent longs et aux résultats précaires ou sans issues. Cela acquiert une importance particulièrement grande pour les levés régionaux au 1 : 200 000, quand la carte est établie pour

des grands territoires. Dans ce cas on met en œuvre non seulement des vues aériennes mais aussi le matériel volant (avions, hélicoptères) pour des observations visuelles et le déplacement du géologue d'un affleurement à un autre. L'utilisation de ces levés géologiques au 1 : 200 000 avec établissement partiel de cartes structurales s'est avérée très efficace dans nombre de régions de la partie européenne de l'U.R.S.S. et de la Sibérie.

Dans les régions bien déchaussées aux structures contrastées (nombre de régions de l'Asie Centrale) les cartes géologiques et structurales régionales et détaillées peuvent être établies presque exclusivement sur la base de l'interprétation géologique des vues aériennes. Dans ce cas les observations sur le terrain se réduisent à l'investigation de la composition et de l'épaisseur de la coupe, à l'identification de différentes assises fixées par les vues aériennes, aux mesures d'éléments de gisement.

Mais ce qui est important, c'est une nouvelle vision de l'architecture de la région, beaucoup plus large (des dizaines et des centaines de kilomètres carrés), qui s'ouvre de l'altitude et est fixée sur l'image photographique. Dans nombre de cas le déchaussement observé du territoire semble s'agrandir. A travers les formations de couverture, quelquefois fort épaisses, sont comme « radioscopés » les roches profondes ou les éléments structuraux. C'est ainsi qu'à travers des dépôts sableux constituant une barrière sérieuse pour l'établissement d'une carte sur le terrain, on peut distinguer les contours d'affleurements des roches de fond variées cachées par ces dépôts. Dans les régions à climat sec les roches de fond influent sur la composition et la couleur de la couche de sol et, partant, sur celle de la couverture végétale. Toutes ces manifestations de diverses assises, séries et roches, de même que les éléments du micro- et macrorelief constituent tout un système d'indices permettant de suivre l'extension de telle ou telle série ainsi que d'accidents tectoniques et de se faire une idée générale sur la constitution géologique du territoire.

Les possibilités de l'interprétation géologique des vues aériennes s'accroissent énormément avec l'utilisation des photographies en couleur et celles obtenues avec un spectrographe (avec vues dans le domaine visible et invisible). Avec les premières, on obtient une représentation donnant une image aux couleurs se rapprochant des couleurs naturelles de la formation géologique. Avec les secondes, les objets naturels présentant des différences de couleur minimes apparaissent très contrastés bien que dans des teintes non naturelles. Ce qui est particulièrement prometteur, c'est la photographie dans l'infrarouge. Elle permet de fixer la radiation thermique de différentes roches et d'effectuer une interprétation géologique très fine dans les conditions des régions dites fermées, ainsi que de faire ressortir divers accidents et plis anticlinaux là où la densité du flux thermique s'accroît.

Une grande importance acquiert le levé exécuté au moyen de l'aéroradiodétection de la surface terrestre. Les vues de la surface obtenues par ce levé fournissent des images à profondes « sculptures » et permettent de dégager des formes variées du microrelief, importantes pour l'interprétation géologique et se trouvant en liaison plus ou moins directe avec les formations géologiques recouvertes par une couverture sédimentaire récente.

De grandes perspectives s'ouvrent devant l'investigation de l'architecture géologique avec les levés exécutés depuis le cosmos. De l'altitude à laquelle se trouvent les stations spatiales et les satellites artificiels on voit beaucoup mieux l'architecture profonde de l'écorce terrestre et les éléments de son arrangement, conditionnés par les facteurs régionaux et globaux les plus généraux. C'est la conséquence de la possibilité d'embrasser d'une seule vue ou par une même image de vastes superficies. Une occasion réelle s'offre à observer et à suivre les traces des systèmes entiers de fractures, de régions plissées enfouis et profondément cachés en établissant leur réelle extension ainsi que leurs âges réciproques.

L'interprétation des photographies cosmiques a fourni une information absolument nouvelle sur la large extension dans l'écorce terrestre de dislocations et de zones de broyage (des linéaments). Le dégagement de ces structures est déjà utilisé pour la prévision de pièges en dômes souvent localisés le long des fractures et des zones de développement de réservoirs fracturés, surtout dans les terrains carbonatés.

§ 3. Forage de reconnaissance structurale

Le forage de reconnaissance structurale, ou forage de structure, méthode d'investigation détaillée et de préparation du forage profond, a joué un grand rôle dans l'historique des travaux de recherche de pétrole et de gaz, pratiquement, pour toutes les anciennes régions pétrolifères et gazéifères de l'U.R.S.S. Les travaux de forage structural les plus importants et de plus grande efficacité ont été entrepris dans les années cinquante et au début des années soixante. Mais dans certaines régions, y compris les régions à conditions sismogéologiques défavorables, ces forages continuent à jouer un rôle dominant.

En même temps, le cercle de problèmes résolus par les sondages structuraux et les techniques utilisées par ce forage, s'est étendu. Au moyen de ces sondages on détermine les paramètres géophysiques des caractéristiques de la coupe pour élever l'efficacité des travaux géophysiques (essentiellement sismiques) au cours des investigations, aussi bien détaillées que régionales. Dans ce cas ils sont appelés puits de reconnaissance paramétrique ou puits de reconnaissance géophysique.

Il s'avère quelquefois rationnel d'enfoncer les puits de référence et paramétrique par des techniques du forage structural pour l'investigation de la partie supérieure de la coupe (dans les régions éloignées de la taïga, ou en guise de seconds puits lors du forage de puits de référence profonds).

Avec la préparation des aires au forage profond, les sondages structuraux sont poussés sur les horizons repères se disposant en concordance avec les terrains supposés productifs. Autrement dit, la couche repère dont il s'agit d'établir une carte structurale détaillée doit se trouver dans le même étage structural que les horizons productifs. Selon ce critère, on fixe les profondeurs des puits structuraux qui dans la pratique des travaux de recherche varient, suivant les régions, de quelques dizaines et centaines de mètres à 2000 m et même parfois plus. Les horizons (couches) de référence doivent pouvoir être distingués nettement et être reconnus facilement dans les coupes des sondages structuraux au moyen d'une quelconque caractéristique lithologique, de diagraphie électrique et de radioactivité, c'est-à-dire occuper une position stratigraphique déterminée au sein de la coupe et manifester une extension continue.

Dans certaines régions aux conditions sismogéologiques défavorables ou constituées de structures tectoniques complexes les sondages structuraux sont appelés à ouvrir et à tester les horizons productifs et même à réaliser la figuration des gisements. Dans ces cas ils deviennent des puits de reconnaissance structuraux et même des puits structuraux d'exploration. Ces puits répondent à la fois aux objectifs structuraux et de reconnaissance. C'est le cas des recherches de gîtes dans le Subcarbonifère de la R.S.S.A. de Tatarie et dans la région de Kouïbychev, ainsi que le Dévonien de la R.S.S.A. de Bachkirie. Dans la région de Saratov, on utilise le forage structural pour établir de très bonnes cartes de la structure du toit de la bordure palézoïque sous-jacente au sel, ainsi que pour explorer dans ces structures les gisements de gaz. Les profondeurs des puits atteignent dans ces cas 1300-2000 m.

Il est beaucoup plus rentable d'utiliser le forage structural pour le tracé de cartes de pièges peu profonds et l'exploration de gîtes de pétrole et de gaz qui y sont stockés. C'est ainsi que le forage structural a permis de découvrir et d'explorer les gisements peu profonds de pétrole dans les couches mésozoïques de la presqu'île de Bouzatchi. Dans une série de régions pétrolifères et gazéifères, des omissions de couches productives se disposant à de faibles profondeurs s'avèrent possibles quand les prospections détaillées sont exécutées par des forages à des horizons relativement profonds. La recherche de ces gisements est également effectuée par des techniques du forage structural.

Au stade d'investigations régionales le forage structural est effectué pour l'étude de certaines zones structurales, générale-

ment avec les travaux géophysiques, surtout sismiques, par un recoupement de profil de ces zones ou par un système de tels recoupements. Avec la découverte de flexions anticlinales de couches, les profils et les puits sont resserrés de manière à permettre de dégager et de tracer la carte des soulèvements locaux.

Les résultats du forage structural sont figés sous forme de coupes de sondages de diagraphie et géologiques, de cartes structurales, de sections en profil, et sont complétés par des instructions sur la procédure du forage de reconnaissance.

CHAPITRE IX

MÉTHODES D'INVESTIGATIONS GÉOPHYSIQUES UTILISÉES POUR LA RECHERCHE DU PÉTROLE ET DU GAZ

§ 1. Généralités

Le développement intensif des méthodes de prospection géophysique et leur large implantation dans la pratique de recherches de gisements de pétrole et de gaz constituent une des principales caractéristiques du complexe moderne des travaux de prospections détaillées de pétrole et de gaz. De plus, le rôle et l'importance de ces méthodes s'accroissent régulièrement avec l'augmentation de la profondeur des prospections et l'engagement dans ces recherches de territoires fermés, de zones marines et de régions de géologie complexe (marges des régions plissées, régions salifères et à dômes de sel, etc.). Dans les travaux de prospection du pétrole et du gaz les méthodes de prospection géophysique sur le terrain sont principalement utilisées pour l'étude du modelé tectonique des dépôts stratifiés et l'appréciation de la composition matérielle (lithologique) de ces litages. Ces méthodes se basent sur l'étude et l'analyse de champs physiques (gravitationnel, magnétique, thermique, électrique, d'oscillations élastiques) qui par leur différence reflètent les variétés de l'arrangement de l'écorce terrestre et des terrains qui la constituent. D'après la nature des champs mis en œuvre on distingue les méthodes de prospection géophysique sur le terrain. Suivant le même critère, elles sont réparties en méthodes de champ naturel et de champ artificiel.

Les champs naturels sont indépendants de l'action de l'homme et sont le fait de phénomènes se déroulant au sein de l'écorce terrestre ou le globe terrestre dans son ensemble. Les méthodes de prospections gravimétrique, magnétique, de radiométrie et, partiellement, les méthodes électriques et géothermiques se fondent exclusivement sur l'utilisation de champs naturels. Ces méthodes sont principalement utilisées pour les investigations régionales. Elles sont relativement de bas prix et de grand rendement.

Les champs artificiels sont créés au moyen de procédés techniques. C'est sur leur utilisation que se basent les méthodes sismique et éléctrique qui font appel aux courants continus et alternatifs, l'étude de champs thermiques provoqués. Le pouvoir discriminateur des méthodes de champ artificiel est en général supérieur, mais ces méthodes sont plus compliquées et plus onéreuses que celles fondées sur l'utilisation des champs terrestres naturels. Elles sont

principalement utilisées pour des investigations détaillées tout en jouant un rôle important dans les études régionales. Il existe donc deux voies principales d'utilisation des méthodes géophysiques pour la prospection du pétrole et du gaz: celle des investigations régionales et celle de préparation des aires à un forage de reconnaissance.

Pour l'étude de l'architecture géologique régionale des régions perspectives en pétrole et en gaz on utilise avant tout les matériaux des levés gravimétriques et magnétiques généraux, les prospections sismiques réalisées par les méthodes de corrélation d'ondes réfractées, les différentes variantes de la méthode des ondes réfléchies, les méthodes électriques de profilage et la prospection électrique par la méthode de courants telluriques et de sondages magnétotelluriques. On emploie également des méthodes sismiques basées sur l'utilisation des tremblements de terre naturels comme source d'excitation d'oscillations élastiques.

La mise en œuvre sur le terrain de méthodes géophysiques mentionnées pour des investigations régionales permet:

a) D'établir ou d'esquisser à grands traits les principaux éléments de la structure interne et du modelé de la surface du socle des plate-formes.

b) De dégager ou d'esquisser à grands traits dans la couverture sédimentaire les étages structuraux et de déterminer la nature propre de chaque structure tectonique (déformation).

c) De dégager ou d'esquisser à grands traits dans la couverture sédimentaire des formations se différenciant distinctement par leur composition lithologique (salifères, carbonatées, argilo-sableuses).

d) De dégager les zones structurales et de formation les plus favorables pour la mise en place des pièges à pétrole et à gaz.

La condition principale de l'utilisation efficace des prospections mentionnées ayant pour objet l'étude régionale de l'architecture des territoires perspectifs en pétrole et en gaz est leur combinaison rationnelle avec les méthodes géologiques, le forage d'information et paramétrique. Ce dernier fournit les matériaux géologiques de départ (la composition lithologique et l'âge des terrains) et les caractéristiques physiques des roches (densité, vitesse de propagation des oscillations élastiques, conductibilité électrique, aimantation, conductibilité thermique), nécessaires au rattachement et à l'interprétation des données géophysiques.

La seconde voie d'utilisation des méthodes géophysiques est la reconnaissance et l'investigation détaillée des structures favorisant la formation de pièges de pétrole et de gaz. Pour atteindre cet objectif, on recourt principalement à la méthode sismique en ses différentes variantes d'utilisation des ondes réfléchies. Ces modes de prospection sismique permettent d'établir des cartes de formes structurales enfouies et de surfaces complexes d'origine variée (surfaces d'érosion, d'origine récifale, dômes de sel et plis diapirs, accidents dus aux failles). Dans des conditions géologiques déter-

minées on recourt à la prospection électrique et au levé gravimétrique de haute précision. Ces recherches géophysiques en maintes régions et en maints cas sont, si nécessaire, associées au forage structural.

Pour la résolution des problèmes géologiques mentionnés et posés par l'étude et la préparation à l'exploration de régions, de zones tectoniques et de structures locales au potentiel pétrolifère et gazéifère, les prospections géophysiques n'interviennent que comme des méthodes indirectes de reconnaissance de pétrole et de gaz. Néanmoins les fondements physiques des méthodes géophysiques ouvrent des grandes perspectives à leur utilisation directe dans des recherches de gisements de pétrole et de gaz. Certains résultats dans cette troisième et nouvelle voie d'extension de prospections géophysiques ont été obtenus au cours d'études expérimentales par les méthodes de gravimétrie, de prospection sismique, électrique et géothermique.

§ 2. Prospection gravimétrique

La méthode gravimétrique de prospection se fonde sur l'étude des anomalies du champ de pesanteur à la surface terrestre (plus précisément, de l'accélération de la pesanteur) qui sont essentiellement dues à une distribution inégale des masses dans le globe terrestre. La localisation de zones structurales sur la base de données gravimétriques ne s'avère possible que grâce à l'inégalité de densités de ces structures. Cette dernière, à son tour est la conséquence de la différence d'enfouissements des discontinuités de densité, c'est-à-dire des surfaces de séparation entre les masses des roches hétérogènes et suffisamment grandes.

La pesanteur se mesure par l'accélération (g) communiquée par cette dernière au corps en chute libre. L'unité d'accélération vaut 1 cm par 1 s; elle a reçu le nom de gal (en l'honneur de Galilée qui a donné la première définition de l'accélération de la pesanteur). Dans la prospection gravimétrique qui utilise un appareillage spécial, on se sert du millième de gal qui porte le nom de milligal (mGal). D'après les résultats des mesures sur une aire on calcule les valeurs de l'anomalie d'un champ de gravitation, qui permettent d'établir des cartes correspondantes d'échelle et de précision variées.

On distingue les levés gravimétriques généraux et détaillés. Les levés gravimétriques généraux sont exécutés à 0,5 mGal près avec un réseau assez serré de points d'observation (1-2 km) et le tracé des cartes caractéristiques au 1 : 200 000 à section de 1-2 mGal. Lors de la reconnaissance de gisements de pétrole et de gaz, ces cartes, comme celles établies sur leur base à échelle plus petite (au 1 : 500 000 et au 1 : 1 000 000), sont utilisées principalement pour l'étude de l'architecture régionale profonde et la distinction des régions sur terre et en mer susceptibles de cacher des pièges

de pétrole et de gaz. Quelquefois, ces cartes peuvent servir aux pronostics de structures locales raisonnablement supposées perspectives en pétrole et en gaz. Mais, généralement, il faut pour cela des levés gravimétriques plus précis et des cartes de section 0,1-0,2 mGal.

Sur les cartes gravimétriques on distingue habituellement des anomalies maximales et minimales, ainsi que des zones de resserrement des isoanomales constituant des zones de gradient de pesanteur plus élevé ou des gradins gravimétriques. Les premières, les secondes et les troisièmes constituent les éléments fondamentaux du champ de gravitation. On peut y distinguer des anomalies de dimensions énormes s'étendant sur des centaines des milliers et même des dizaines de mille de kilomètres carrés. Leur intensité est quelquefois très importante, de dizaines et de centaines de milligals. Ces anomalies sont appelées régionales.

Sur un fond d'anomalies régionales on observe des anomalies locales d'échelles, de configuration et d'intensité différentes. La distinction des anomalies gravimétriques régionales et locales qui sont dues à des causes géologiques diverses n'est pas toujours facile et précise.

En interprétant les cartes gravimétriques dans le but de prospection de pétrole et de gaz, il faut tenir compte des facteurs suivants.

1. Un champ de gravitation anomal ne se forme sous l'influence d'un contour ou de surfaces de séparation de terrains de densité différente que si ces derniers sont constitués de corps ou d'assises suffisamment grandes. Ainsi l'intrusion de la frontière des terrains compacts, par exemple des carbonates, dans des assises sablo-argileuses crée un excès de masses et, partant, un maximum de pesanteur. L'intrusion de roches légères, par exemple du sel, provoque un déficit de masses et donc un minimum de pesanteur. Les contacts de terrains tectoniques, magmatiques et sédimentaires aux densités différentes, autrement dit les « gradins de densités », engendrent dans le champ de gravitation des zones ou des bandes de gradient de pesanteur élevé se manifestant par un resserrement d'isoanomales. L'intensité des anomalies est d'autant plus grande que le contraste du relief des discontinuités de densité et la grandeur du gradient de densité des roches sur ces discontinuités sont plus importants. On a représenté sur la fig. 22 les différentes structures de la couverture sédimentaire et les anomalies locales de pesanteur engendrées par ces structures.

2. Dans tous les cas le champ de pesanteur est le résultat d'une action sommaire de plusieurs discontinuités de densité enterrées à des profondeurs différentes, de quelques centaines de mètres jusqu'à plusieurs dizaines de kilomètres. Autrement dit, le champ de gravitation anomal observé est la somme de champs anomaux engendrés par des facteurs géologiques différents. Ces facteurs peuvent être rangés en trois groupes:

a) l'épaisseur totale de l'écorce terrestre ou la position supérieure de la surface du manteau de la Terre (surface de Mohorovicic), de même que l'hétérogénéité des densités du manteau supérieur (facteurs profonds);

b) hétérogénéité interne du socle cristallin et relief de sa surface;

c) architecture de la couverture sédimentaire, autrement dit, degré d'hétérogénéité de densité de sa coupe et contraste du relief des principales unités de densité y contenues.

3. Dans la formation des anomalies régionales interviennent, en général, les facteurs de tous les trois groupes mais les deux premiers

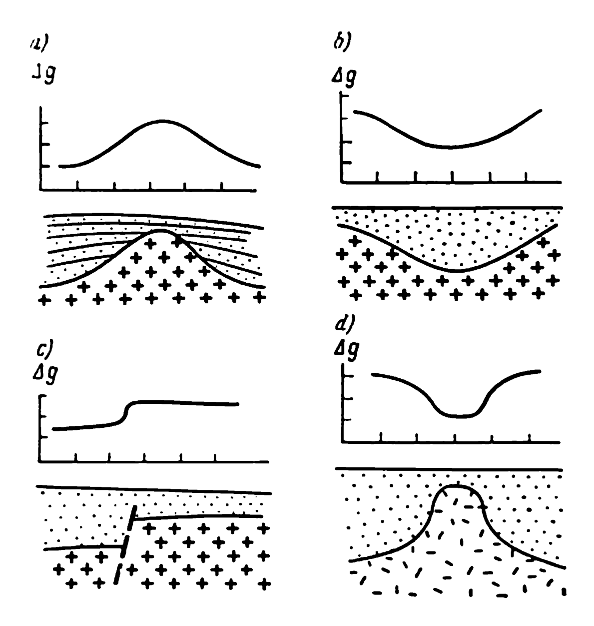


Fig. 22. Anomalies de la pesanteur au-dessus des structures géologiques
a — dôme granitique; b — dépression synclinale; c — faille; d — colonne de sel (d'après V. V. Fedynski)

jouent le rôle prédominant. Les anomalies locales sont dues à l'hétérogénéité du socle et aux différentes déformations des discontinuités de densités de l'assise sédimentaire. La nature complexe du champ de gravitation invite à s'abstenir de procéder à des conclusions hâtives et injustifiées, en reliant les anomalies positives et négatives à un facteur déterminé quelconque, tels les éléments du modelé de la surface du socle, ses soulèvements et abaissements. Il est connu, par exemple, qu'aux antéclises et aux boucliers de la plate-forme Russe ne correspondent nullement les maximums de pesanteur et, au contraire, les zones de subsidences les plus profondes du socle sont le siège d'intenses maximums de pesanteur.

4. La solution des problèmes de prospection du pétrole et du gaz sur la base de cartes gravimétriques, y compris le dégagement de structures tectoniques et sédimentogènes (récifs, saillants d'érosion, lits ensevelis, etc.) qui nous intéressent, se ramène à l'accomplissement de diverses opérations aboutissant à la division du champ de gravitation observé en ses composantes. Et l'on met en relief celles de ces composantes (régionales ou locales) qui sont impliquées par des unités de densité ou des corps géologiques préalablement fixés. Il existe des méthodes qualitatives approchées et des méthodes quantitatives suffisamment précises permettant de procéder à la division des champs et d'apprécier la nature des anomalies de pesanteur. Ces méthodes doivent en général être associées à d'autres investigations, le forage et la prospection sismique. Mais à mesure que s'accumule l'expérience d'interprétation des champs de gravitation et que s'accroît l'information géologique et géophysique sur les différentes provinces pétrolifères et gazéifères, on voit grandir la pratique d'interprétation qualitative des anomalies de pesanteur sur une base associative, c'est-à-dire sur la base de confrontations et de comparaisons. Ces modes d'interprétation sont couramment utilisés pour la division en régions des territoires tectoniques et pour le dégagement des structures locales, surtout en dôme de sel.

Chaque région géotectonique présente ses particularités caractéristiques d'arrangement et, partant, ses anomalies du champ de gravitation, qui exigent une approche individuelle compatible avec les objectifs pratiques de la prospection. Il se dégage également des traits généraux communs aux régions de tectonique semblable.

Les régions à structure tabulaire se caractérisent par un champ de gravitation relativement calme dont l'intensité varie dans les limites de quelques dizaines de milligals. Toutefois, il a été noté depuis longtemps sur les plates-formes une alternance de masses à anomalies isométriques ou en mosaïque et des zones sillonnées d'anomalies essentiellement linéaires. Les premières correspondent aux blocs angulaires de l'écorce de contours polygonaux engendrant aussi bien des formes tectoniques positives (antéclises) que négatives (synéclises). Les zones sillonnées d'anomalies linéaires de signes opposés séparent les masses aux contours polygonaux d'anomalies isométriques et, dans nombre de ces, correspondent aux fossés tectoniques, aux zones de fractures et anciens systèmes plissés engloutis par le socle.

Parmi les éléments régionaux du champ de gravitation des plates-formes un rôle très important revient aux zones sillonnées d'isoanomales resserrées (gradins de gravitation). Dans nombre de cas elles traduisent les gradins tectoniques (fractures) de la surface du socle, ainsi que les structures en dos de terrain et en dôme de la couverture sédimentaire qui leur sont associées constituant des com-

plexes naturels de pièges de pétrole et de gaz. C'est à ces éléments du champ de gravitation que sont liés les systèmes (zones) bien connus et explorés de structures pétrolifères et gazéifères de la province Oural-Volga : moles Jigouli et Don-Medvéditsa de la région de la Volga, mole Bolchékinelski de la région d'Orenbourg, la zone de Touimaza-Bavla en Bachkirie et en Tatarie, etc. La caractéristique gravimétrique d'une de ces structures en dos de terrain est représentée sur la figure 23.

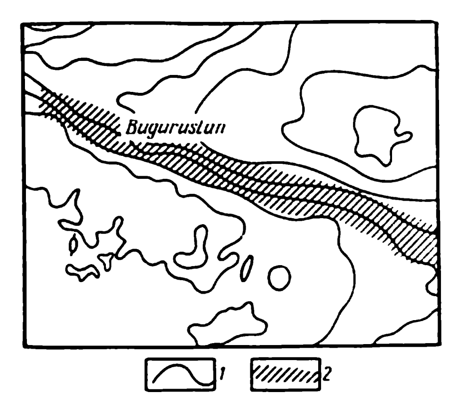


Fig. 23. Champ gravitationnel dans la zone du cordon Bolchékinel (province Volga-Oural)
1 — isolignes du champ de gravitation; 2 — cordon Bolchékinel

D'importantes zones de gradients de pesanteur élevés sillonnent les gradins marginaux à l'ouest et au nord de la grande Dépression péricaspienne occupant la corne Sud-Est de la Plate-forme russe. Les prospections entreprises de ce gradin ont découvert dans son soubassement des dispositions faciales fort compliquées de stratifications paléozoïques: un développement d'épaisses assises terrigènes, salifères et à terres rouges et une absence presque complète d'épais complexes de terrains carbonatés (P_1-C_3) avec le passage de la lèvre soulevée à la lèvre abaissée du gradin. Ces dispositions sont montrées à la fig. 24; elles permettent d'interpréter le rebord du gradin aussi bien comme le front tectonique de la dépression que comme la limite morphologique des bassins paléozoïques aux conditions de sédimentation différentes. Dans le cas considéré, l'effet de gravitation observé — le gradin régional de gravitation — est impliqué pour une grande part par l'alternance naturelle de différents faciès (à différente densité) de dépôts au sein d'une zone très étroite.

Les dépressions marginales et les cuvettes des plates-formes comme les bassins d'entremonts sont comblés de très épaisses assises stratifiées (de 10 à 20 km). Parmi ces dépôts un rôle sensible revient aux roches sablo-argileuses et salifères. Aussi les structures géologiques mentionnées se manifestent-elles en général par des anomalies de pesanteur régionales négatives à éléments linéaires et gradins de gravitation. Toutefois, en maints cas, si l'épaisseur de la couverture sédimentaire est très grande (20 à 30 km), comme dans les Dépressions péricaspienne, sud-caspienne, de la mer Noire et autres, le champ de gravitation subit en quelque sorte une inversion, c'est-à-dire modifie son signe, et dans les limites du champ négatif général de la dépression on voit apparaître d'intenses anomalies régionales positives.

C'est le cas, par exemple, des grands maximums de pesanteur à l'intérieur de la Dépression péricaspienne.

La nature de ces anomalies est longtemps restée imprécise et discutée (jusqu'à ce qu'on a effectué de profonds sondages sismiques spéciaux). Ces sondages ont détecté au sein d'anomalies maximales des avancées de la surface de Mohorovicic, ainsi que la présence d'au-

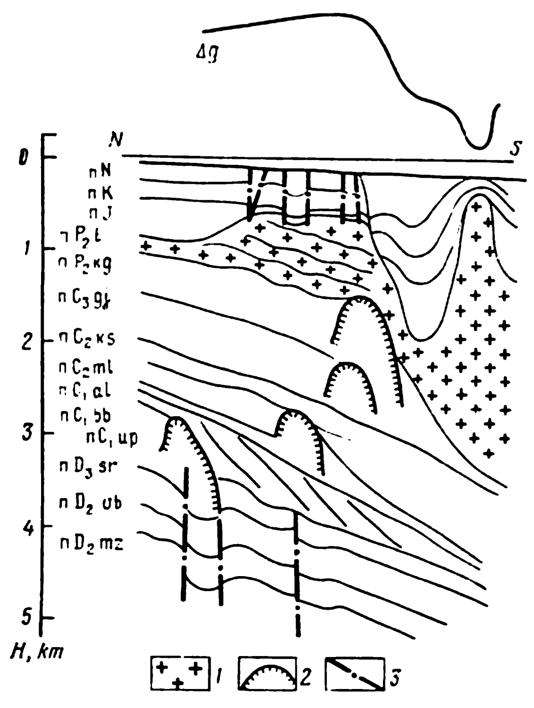


Fig. 24. Coupe sismogéologique et courbe Δg de l'escarpement marginal de la Dépression péricaspienne dans la région de la Volga près de Saratov (d'après V. P. Chébaldine)

1 — sel; 2 — diapirs; 3 — ruptures

tres frontières de densité de l'écorce terrestre. Le modèle sismique obtenu pouvait être considéré comme juste s'il était conforme au dessin des courbes de la pesanteur. Pour justifier ce modèle, on a calculé les effets gravitationnels de chaque frontière compte tenu des densités réelles et probables (par analogie) de la coupe. L'effet gravitationnel sommaire de ces frontières s'est avéré presque égal à celui observé et, par suite, le modèle sismique s'est révélé suffisamment réel.

Dans le cas considéré on a appliqué la méthode de réduction géologique du champ de gravitation qui consiste à débarrasser du champ de gravitation observé des facteurs géologiques dont l'information pro-

vient d'autres sources soit géologiques soit géophysiques (dans le cas considéré, de la source de sondage sismique profond). Cette méthode permet de tracer une série de cartes d'anomalies résiduelles de pesanteur, chacune témoignant de l'influence des discontinuités de densité déterminées, de l'architecture et de la composition des terrains contigus. Sur la base de la réduction géologique du champ aux profils, on est en mesure de trouver les modèles probables de l'architecture s'adaptant le mieux à l'allure de la courbe Δg, aux données fragmentaires d'autres sources et à l'architecture géologique prévue.

Pour des calculs approchés (préliminaires) de l'influence de diverses discontinuités de densité, de gradins ou de talus qu'elles engendrent, on peut recourir à la formule

$$\Delta g = 2\pi k \sigma h,$$

où Δg est l'accroissement de la pesanteur entre deux points x_1 et x_2;

k — la constante de gravitation égale à $66{,}7 \cdot 10^{-9}$;

σ — l'excès de densité sur la discontinuité;

h — la différence de profondeurs de la discontinuité entre les points x_1 et x_2.

Pour la détermination de la nature des anomalies de gravitation, on a mis au point d'autres méthodes mathématiques fort compliquées de transformation des champs, qui sont exposées dans les ouvrages spécialisés. L'objectif de ces transformations est la répartition aussi complète que possible des anomalies entre les facteurs de nature physico-géologique et de profondeurs variées. Ces calculs sont appliqués non seulement à la résolution de problèmes régionaux ayant pour but l'investigation des traits généraux de l'arrangement profond du territoire, mais également à la délimitation des structures tectoniques locales dans la couverture sédimentaire faisant l'objet de prospection.

Les structures locales des plates-formes, même de dimension importante, ne se distinguent en général pas sur le fond des anomalies de pesanteur et ne peuvent être dégagées que sur les levés gravimétriques très précis (à $\pm$ 0,1 mGal et plus près). C'est d'abord la conséquence du faible effet gravitationnel engendré par ces structures. Ensuite, et c'est le plus important, il est perturbé ou caché par d'autres sources d'effets gravitationnels se trouvant à des profondeurs inférieures ou supérieures à l'objet considéré. Les levés gravimétriques sont les plus efficaces sous ce rapport dans les régions en dôme de sel, où on les utilise dans le but de détecter et de porter sur les cartes ces formes tectoniques très contrastées. La carte gravimétrique d'une région en dôme de sel est le document principal qui fournit le maximum de renseignements sur les éléments fondamentaux de la tectonique salifère: plis diapirs, dômes, massifs et bassins entre dômes (fig. 25). Toutefois, même dans ce cas les anomalies régionales profondes perturbent fortement les anomalies provoquées par les dômes de sel.

Pour dégager d'un champ anomal sommaire des anomalies constituant le témoignage des structures locales, on débarrasse ce champ

du champ régional préalablement calculé et dans le champ restant on trouve les anomalies locales qui nous intéressent. Le champ régional

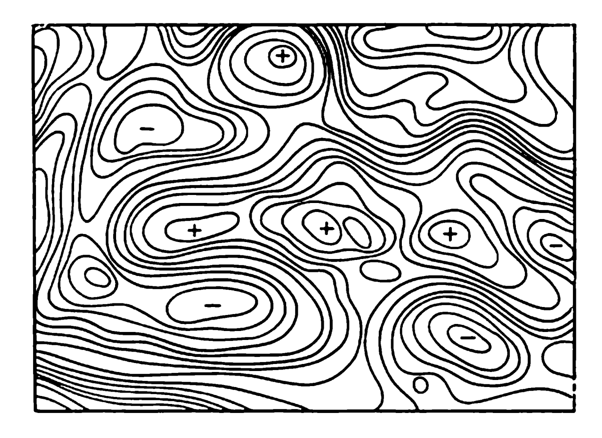


Fig. 25. Carte gravimétrique d'une région à dômes de sel

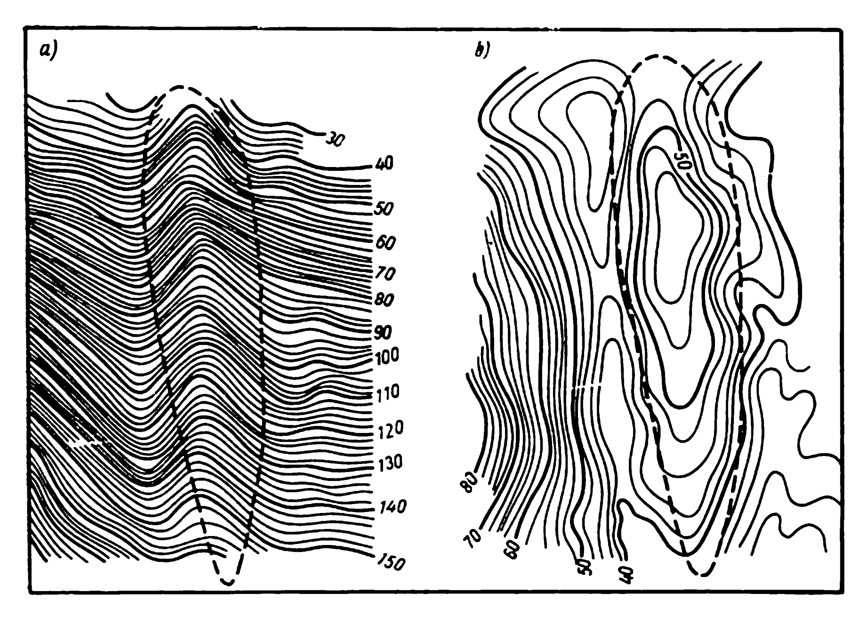


Fig. 26. Anomalie de la pesanteur au-dessus d'un anticlinal (Colorado, Etats-Unis)

a — anomalie observée de la pesanteur; *b* — anomalie de gravitation locale du même secteur. On a représenté en pointillé la frontière du soulèvement anticlinal, établi par la suite par un forage (d'après Wilson)

est calculé en prenant la moyenne des observations mesurées pour le champ ou en les corrigeant par des renseignements sismiques ou d'autres sources. L'efficacité de ces opérations de séparation des

champs dépend du choix des méthodes et surtout de la fiabilité des paramètres de calcul choisis. Les méthodes de calcul ne fournissent que des solutions qualitatives au problème posé, mais avec un choix adéquat des paramètres de calcul elles s'avèrent, dans nombre de cas, fort efficaces. Un exemple de juste solution d'un tel problème nous est fourni à la fig. 26. Comme il est vu sur ce dessin, le témoignage de la structure anticlinale est assez confus sur la carte du champ observé. La séparation de champs effectuée a permis de la localiser. Les anomalies locales cherchées figurent, en général, dans le champ observé mais sous une forme floue, perturbée et cachée. Aussi le choix de secteurs devant faire l'objet de transformations dans des buts de prospection ou d'exécution de levés gravimétriques de grande précision doit-il s'appuyer sur une étude préliminaire détaillée des particularités de l'arrangement de ce champ pour y dégager les différents indices d'anomalies locales cherchées. Ces dernières années il s'est avéré possible de procéder à cette séparation des champs (V. I. Chraïbman, M. S. Jdanov) en permettant de réarranger le champ restant en une carte structurale d'après le facteur gravitationnel (discontinuité) préalablement choisi. Cette méthode de séparation du champ par corrélation exige un nombre déterminé de données de référence sur la profondeur de la disposition de la discontinuité choisie. C'est donc une méthode complexe basée sur l'utilisation simultanée des données de la gravimétrie, des forages ou de la prospection sismique.

§ 3. Prospection magnétique

La méthode utilisant le magnétisme pour la prospection géophysique se fonde sur l'étude des anomalies du champ géomagnétique, engendrées par les propriétés magnétiques différentes des roches de l'écorce terrestre. Comme les terrains sédimentaires ne contiennent en général pas de roches douées de magnétisme, il est admis que le champ des anomalies magnétiques est dans la grande majorité des cas le témoignage des hétérogénéités du socle cristallin, ainsi que des pénétrations au sein des assises sédimentaires d'intrusions et d'effusions de composition essentiellement basique. Néanmoins, la prospection magnétique est d'application courante au stade d'investigations régionales et pour la prévision des zones d'accumulation de pétrole et de gaz. L'étude de la structure interne du socle acquiert une importance particulière en liaison des rapports existant entre la structure interne du soubassement et la disposition et la nature des formes structurales de la couverture sédimentaire, qui sont réputées être importantes lors de la prospection détaillée du pétrole et du gaz.

Le champ géomagnétique anomal est traduit sur les cartes de courbes d'égales valeurs du vecteur intensité ΔT_a, de ses composantes horizontales ΔH_a et verticales ΔZ_a. Ces cartes sont dressées sur la base des données du levé aéromagnétique qui est exécuté avec des

appareils (magnétomètres) suspendus à des avions et enregistrant continuellement les indications suivant le tracé du cheminement topographique. Le principal levé aéromagnétique est celui exécuté au 1 : 200 000 avec une distance entre les itinéraires de 2 à 4 km et une altitude de vol de 0,5-1,0 km. L'intensité du champ magnétique s'exprime en œrsteds (Oe), milliœrsteds (mOe) et en gamma ($\gamma = 10^{-5}$ Oe).

Le champ magnétique anomal des plates-formes et boucliers diffère en général du champ de gravitation par un plus grand démembrement et des contrastes plus marqués ou, autrement dit, par une anomalie. C'est la conséquence de la plus grande différenciation magnétique des roches, comparée à celle de leur densité. Aussi le champ géomagnétique des plates-formes fournit-il une information géologique plus parlante et plus complète sur l'architecture du socle que le champ de gravitation.

Dans les géosynclinaux et les fosses marginales ainsi que dans les dépressions remblayées par des terrains sédimentaires d'énormes épaisseurs les anomalies géomagnétiques s'émoussent fortement et le champ devient assez uniforme et proche du normal. Quelquefois, sur le fond d'un tel champ surviennent des chaînettes d'intenses anomalies magnétiques témoignant de foyers ou de zones d'intrusions basiques ayant pénétré dans la couverture sédimentaire.

Parmi les diverses anomalies du champ géomagnétique des plates-formes on peut distinguer plusieurs types d'anomalies se différenciant par des indices morphologiques et l'intensité: anomalies isométriques, en mosaïque, linéaires.

Les anomalies isométriques ont des dimensions très grandes et leur intensité est en général faible (quelques centaines de gamma).

Les anomalies en mosaïque sont de dimension réduite, de contour circulaire et, en général, atteignent de grandes intensités (1500-2000 gamma), et s'accompagnent d'anomalies négatives de forme et d'intensité analogues. Elles peuvent témoigner d'intrusions de roches basiques ou de minéralisations magnétiques locales dans le corps du socle.

Les anomalies linéaires s'étendent quelquefois sur des centaines de kilomètres et constituent des systèmes conjugués d'anomalies positives et négatives.

Les anomalies géomagnétiques de chacun des types nommés se regroupent habituellement en des systèmes complexes et assez individualisés qui témoignent du démembrement du socle cristallin en des blocs se différenciant par l'assortiment de formations, la structure interne, la profondeur de la section, l'âge de consolidation, etc. La carte aéromagnétique est donc un document essentiel caractérisant l'architecture du socle cristallin.

C'est ainsi que dans le champ des anomalies géomagnétiques de la partie européenne de l'U.R.S.S. on distingue assez nettement les contours polygonaux des régions d'anomalies isométriques ou en mosaïque, qui caractérisent les différents grands blocs du soubassement.

Certains d'entre eux impliquent des soulèvements connus de grand rayon de courbure de la plate-forme. Ces blocs sont séparés par des systèmes à arrangement compliqué d'anomalies linéaires, qui sont interprétés par certains chercheurs comme des zones de plissements protérozoïques les plus récents dans le corps du socle, et par d'autres comme des zones de fractures avec des intrusions de roches basiques. Dans nombre de cas, aux zones d'anomalies magnétiques linéaires correspondent des dislocations en bombements de la couverture sédimentaire. Les plus intenses sont les flexures aux structures en dôme de la fosse Riazan-Saratov, les structures pétrolifères de la dislocation de Jigouli et les structures de la dépression de Saraïline entre les hauteurs septentrionale et méridionale de la voûte de Tatarie.

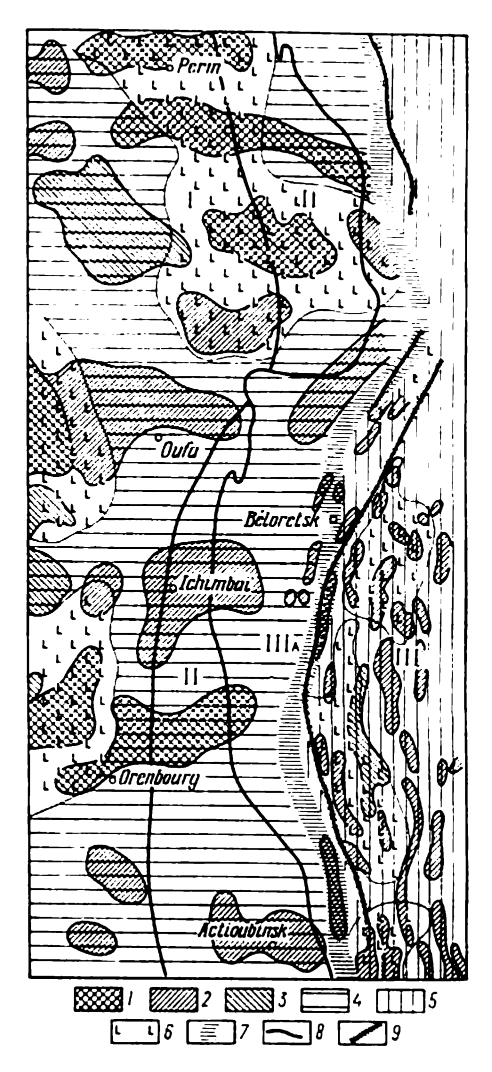


Fig. 27. Schéma géologo-géophysique de la marge orientale de la Plate-forme russe et de l'Oural méridional (d'après I. S. Ogarinov et F. I. Khatianov, 1962)

I — marge orientale de la Plate-forme russe; *II* — Avant-fosse ouralienne; *IIIA* — zone externe et *IIIB* — zone interne du Système de plissement ouralien; *1* — maximums les plus intenses des anomalies magnétiques; *2* — maximums des anomalies magnétiques; *3* — minimums des anomalies magnétiques; *4* — aire du minimum de gravitation régional; *5* — aire du maximum de gravitation régional; *6* — zones des maximums de pesanteur; *7* — frontière entre l'ancienne Plate-forme russe à socle archéen-protérozoïque ancien et le Système ouralien à soubassement paléozoïque plissé — zone de fractures profondes; *8*—frontières de zones basiques structuro-faciales; *9* — fracture régionale dégagée d'après les données géologiques (frontière entre l'anticlinorium Oural-Taou et le synclinorium de roches vertes de Magnitogorsk)

Toutefois, les rapports de zonalité entre le champ géomagnétique et les grandes unités structurales de la plate-forme peuvent être beaucoup plus compliqués. C'est ainsi que les limites de l'Avant-fosse ouralienne et de la Dépression péricaspienne ne se traduisent pas dans le champ géomagnétique, bien que dans celui de gravitation el-

les apparaissent très distinctement. Plus encore, les anomalies géomagnétiques à l'est de la province Volga-Oural se prolongent sans entrave au-delà de l'Avant-fosse ouralienne jusqu'au synclinorium de Magnitogorsk (fig. 27). Ces relations éclairent l'historique du développement des grandes unités géostructurales, permettent de conclu-

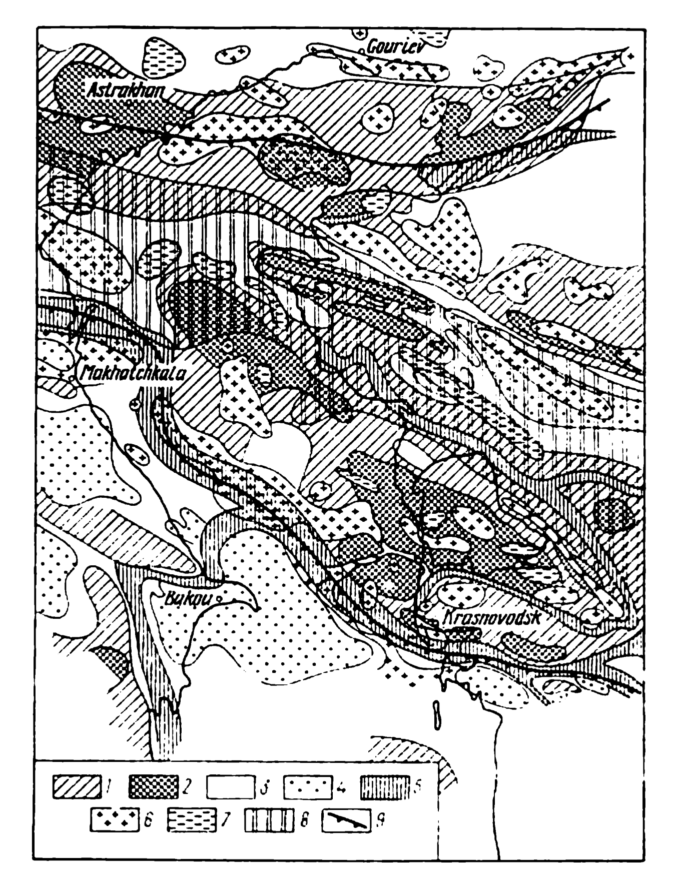


Fig. 28. Schéma d'éléments de champs géophysiques de la région de la mer Caspienne (d'après A. A. Borissov, N. P. Lopatina, J. P. Malovitski)

Anomalies de gravitation relatives: *1* — positives; *2* — positives, d'intensité maximale; *3* — négatives; *4* — négatives, d'intensité maximale; *5* — degrés de gravitation; anomalies magnétiques: *6* — maximums; *7* — minimums; *8* — zone de dépression régionale; *9* — frontière entre les éléments structuraux d'âges différents

re à leur nature résiduelle ou surimposée et de préciser leurs possibilités pétrolifères et gazéifères. Mais en même temps elles montrent que les cartes géomagnétiques, nonobstant la richesse de l'information géologique fournie, ne suffisent pas pour l'établissement de la géographie des territoires pétrolifères et gazéifères ou offrant des perspectives en la matière. Des renseignements importants et complé-

mentaires sur l'architecture du socle, et surtout de la couverture sédimentaire, sont puisés, comme on l'a vu, des cartes du champ des anomalies de gravitation. Aussi la division en régions tectoniques —

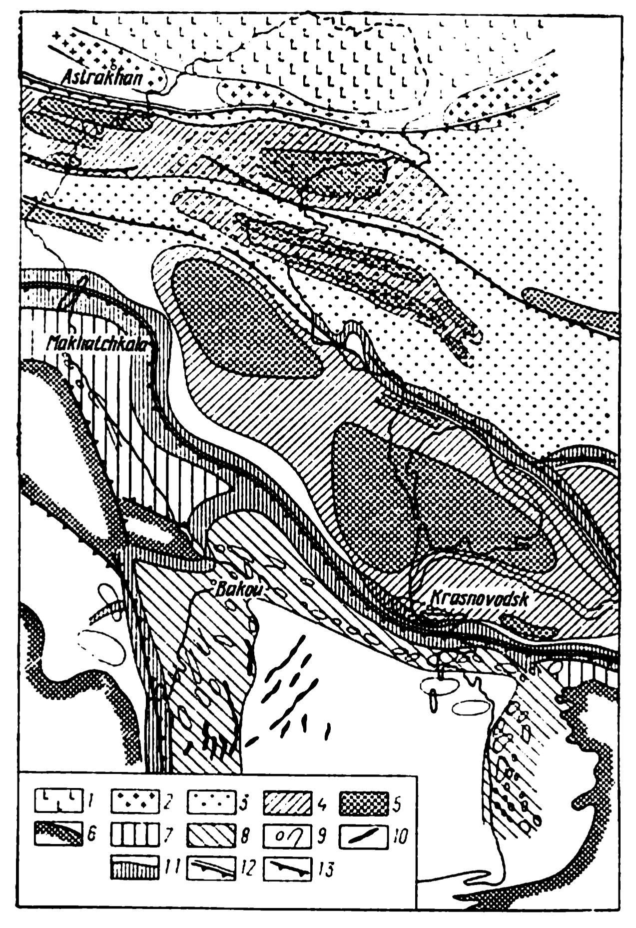


Fig. 29. Schéma tectonique du fond de la mer Caspienne et de la côte voisine (d'après A. A. Borissov, N. P. Lopatina, J. P. Malovitski)

Plate-forme russe précambrienne : *1* — domaine des dômes de sel ; *2* — placanticlinaux marginaux ; plate-forme épihercynienne : *3* — domaine de développement du socle plissé antépermien et du socle plissé permo-triacique ; *4* — éléments structuraux positifs de premier ordre de grandeur ; *5* — éléments structuraux positifs de second ordre de grandeur ; géosynclinal alpien : *6* — édifices montagneux ; *7* — avant-fosses marginales ; dépression Sud caspienne ; *8* — domaine marginal et zone intérieure ; *9* — soulèvements locaux ; *10* — axes des soulèvements du relief du fond ; *11* — degrés de gravitation ; *12* — fractures profondes délimitant les éléments structuraux d'âge différent ; *13* — autres dislocations profondes

le dégagement de grands éléments structuraux de l'écorce terrestre se différenciant l'un de l'autre — est-elle exécutée sur la base d'une étude conjuguée des champs d'anomalies géomagnétiques et de gravitation, de leur interprétation géologique coordonnée et recoupée par

des données géologiques ou géophysiques (prospections sismique et électrique) de base.

En guise d'exemple d'établissement de la géographie tectonique d'un vaste territoire au moyen d'une interprétation complexe de données géomagnétiques et gravimétriques on peut présenter la carte schématique de la tectonique de la région de la mer Caspienne et des régions avoisinantes dressée par A. A. Borissov et autres. Au préalable, on simplifie les éléments principaux (les anomalies) des deux champs de la région choisie et on les juxtapose sur une même carte (fig. 28). Ensuite, les anomalies sont rattachées aux géostructures connues qui sont esquissées dans les limites des zones anomales. Les éléments tectoniques ainsi dégagés (parties suturées d'âge différent des plates-formes, antéclises, voûtes, synéclises, fosses, etc.) sont réunis en un schéma tectonique général (fig. 29). Il va de soi que dans ces constructions figurent certaines hypothèses de solutions pronostiquées ou probables mais par la suite elles seront précisées. Mais ce qui importe c'est que ce schéma tectonique sert de base aux prévisions concernant la nature pétrolifère et gazéifère de ces éléments, de même qu'à la planification de travaux correspondants d'études régionales et de prospection.

Une importance non moins grande acquiert pour les investigations et les constructions régionales la possibilité de calculer d'après les anomalies magnétiques les profondeurs des bords supérieurs de corps géologiques engendrant ces anomalies. Dans nombre de cas on peut admettre que les bords supérieurs de corps perturbants coïncident avec la surface du socle cristallin ou en sont très proches. On peut alors, sur la base des mesures de ces profondeurs, dresser une carte à courbes de mêmes profondeurs de la surface du socle. De telles cartes on été tracées en son temps pour la Sibérie occidentale, l'Asie Centrale et autres régions. Les travaux sismiques et de forage postérieurs ont montré une précision relativement haute de ces cartes pour les investigations régionales.

Tel est le rôle des observations gravimétriques et magnétométriques dans l'établissement de la géographie tectonique et pétrogéologique du territoire.

Pour la prospection, l'importance gît dans les rapports entre la structure géologique d'une part et les champs d'extension de zones d'anomalies linéaires (géomagnétiques et gravitationnelles) et les données des levés gravimétriques détaillés et très précis d'autre part.

Ces rapports dont on a déjà parlé et qui ont permis de déceler la coïncidence des flexures et des soulèvements en bombement régionaux avec les anomalies magnétiques linéaires et les gradins de gravitation sont montrés sur la fig. 30. On y constate la liaison régulière entre les structures linéaires de la couverture sédimentaire (bombements et flexures) et les soulèvements de grand rayon de courbure qui les compliquent — éléments linéaires des champs de gravitation et magnétique.

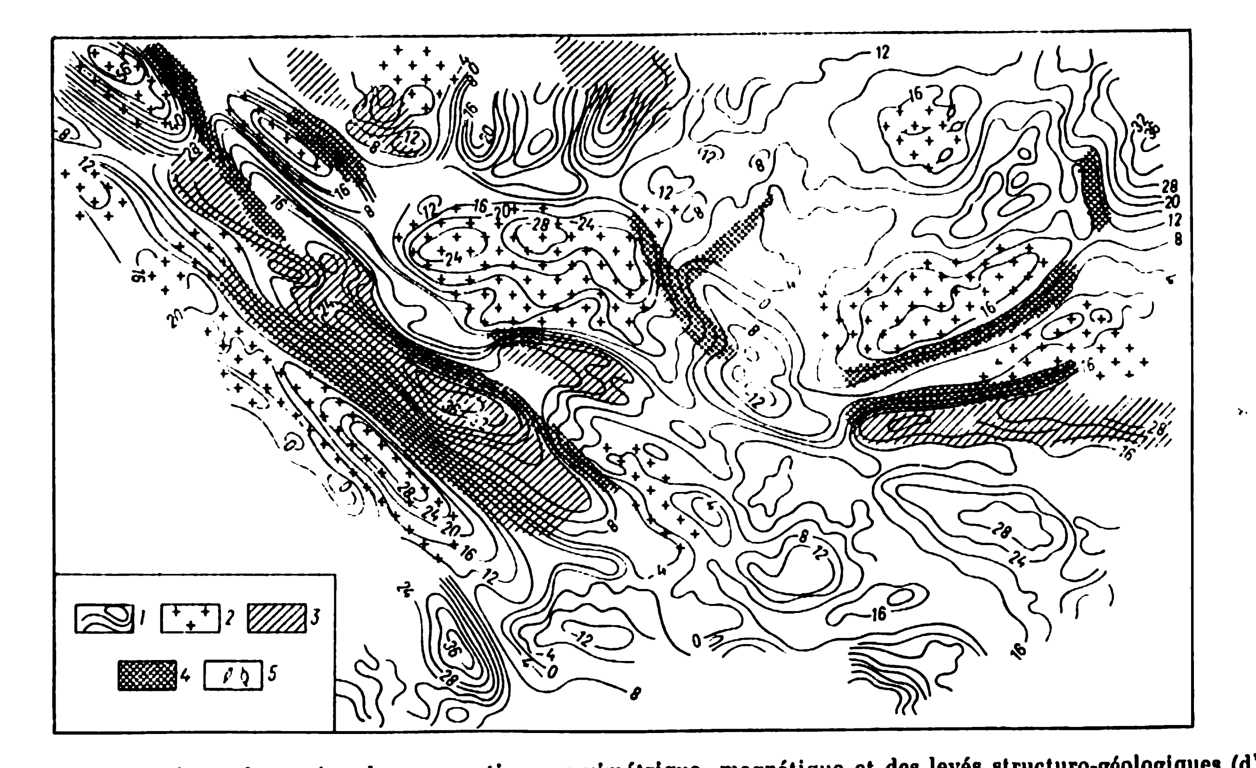


Fig. 30. Schéma de confrontation des prospections gravimétrique, magnétique et des levés structuro-géologiques (d'après A. Ch. Faïtelson)

1 — isoanomales de pesanteur; 2 — domaines d'extension d'anomalies magnétiques positives; 3 — domaines d'extension d'anomalies magnétiques négatives; 4 — structures linéaires; 5 — soulèvements isolés

Ainsi, les ressources de la magnétométrie permettent de l'utiliser séparément ou en commun avec la gravimétrie pour la prospection du pétrole et du gaz, aidant ainsi à résoudre les problèmes suivants:

1) l'étude de la structure interne du socle cristallin et quelquefois du modelé de sa surface dans des buts d'établissement de la géographie tectonique et du pronostic de zones tectoniques raisonnablement supposées perspectives en pétrole et en gaz;

2) la détermination de l'épaisseur de la couverture sédimentaire des plates-formes et, partant, de la profondeur du socle cristallin.

§ 4. Géothermie

Le régime thermique de la surface de la Terre est essentiellement fonction du réchauffement par le soleil et subit des constantes variations diurnes et saisonnières. La couche non atteinte par les oscillations saisonnières est appelée *couche neutre* ou *couche des températures annuelles constantes*. Sur le territoire de l'U.R.S.S. la profondeur de la couche neutre varie de 10 à 40 m, tandis que dans la partie européenne du pays elle est admise égale à 20-25 m. Au-dessous de cette couche on constate partout un accroissement de la température avec la profondeur. Ce phénomène est dû à l'apport de chaleur des sources internes au globe qui engendrent justement le *champ géothermique* de la Terre.

D'après les conceptions généralement admises la source principale de chaleur interne du globe terrestre est la désintégration radioactive de l'uranium, du thorium et du potassium. D'autres sources probables de la chaleur interne sont également sous hypothèse, telles la différenciation gravitationnelle de la substance terrigène, les transformations de phase, les transitions électroniques dans les milieux profonds de la Terre, les phénomènes sismotectoniques et les processus physico-chimiques au sein des terrains sédimentaires accompagnant le tassement et la catagénèse des roches. Toutefois le rôle de ces sources n'est pas encore éclairé.

La vitesse d'accroissement de la température avec la profondeur varie suivant la région et à des profondeurs différentes et dépend de la conductibilité thermique des roches et de la densité du flux de chaleur. Mais l'influence prépondérante est cependant celle de la conductibilité des roches qui croît avec la densité de celles-ci et est fonction du degré de saturation de ces terrains en gaz, eau et pétrole. La conductibilité thermique (kcal/m·h·°C) s'abaisse pour les terrains secs et les minéraux et augmente pour les roches aquifères:

Air	0,02
Pétrole	0,12
Eau	0,50
Argile	0,86
Grès	1,1-2,6
Schiste argileux	0,33-1,88

Calcaire	1,9-2,9
Granite	2,1-3,1
Sel gemme	6,2
Anhydrite	7,2
Magnétite	10,8

Les études géothermiques sont effectuées principalement par des mesures de la température dans des puits surtout à l'aide de thermomètres à résistance électriques suspendus à un câble de diagraphie. D'après ces mesures on établit des coupes géothermiques (thermogrammes) de la sonde.

Sur la base des thermogrammes des sondes on calcule les principales caractéristiques de variation de la température avec la profondeur, *degré* ou *échelon géothermique* et *gradient géothermique*.

Degré géothermique. C'est le nombre de mètres auxquels il faut s'enfoncer pour obtenir un accroissement de température de 1 °C (noté m/°C). Le degré géothermique g est défini pour l'intervalle de profondeurs allant de H_1 à H_2 à l'aide de la formule

$$g = \frac{H_2 - H_1}{T_2 - T_1},$$

où T_1 et T_2 sont les températures mesurées aux profondeurs H_1 et H_2.

En diverses régions et à différentes profondeurs le degré géothermique varie fortement de 7-10 à 150-170 m/°C. Les valeurs les plus grandes sont observées sur d'anciens boucliers cristallins, les plus petites dans les régions d'intense activité tectonique (jeunes zones plissées). Pour des calculs approchés on se sert quelquefois de la valeur moyenne de cette grandeur qui est de 33 m/°C.

Gradient géothermique. C'est l'excès de température en degrés à la profondeur de 100 m (noté °C/100 m). C'est la grandeur inverse de celle du degré géothermique, définie par la formule

$$j = \frac{(T_2 - T_1) \cdot 100}{H_2 - H_1}.$$

Les investigations géothermiques sont menées à tous les stades des travaux de prospection détaillée de pétrole et de gaz. Dans le complexe des investigations régionales elles constituent un des moyens d'étude de l'architecture régionale du territoire et du pronostic de l'état de phase et de la composition minéralogique probable des hydrocarbures dans les terrains perspectifs. Pour la solution de ces problèmes, on dresse, sur la base de données de la géothermie des sondages, des cartes géothermiques et des profils de trois types principaux.

a) La carte de géoisothermes, ou carte de températures égales, à la profondeur considérée (autrement dit, sur la surface de section horizontale) ou à la limite géologique concernée (par exemple, à la surface du soubassement).

b) La carte de thermoisohypses, ou carte d'égales profondeurs, de la surface isothermique (surface virtuelle d'une température).

c) La carte de gradients ou de degrés isothermiques égaux.

Quand on dresse ces cartes, on utilise non seulement les données directes de mesures dans les puits profonds, mais également dans ceux de faible profondeur avec, ensuite, une correction suivant la profondeur. Ces calculs sont d'un grand intérêt pour le pronostic pétrolifère et gazéifère à des grandes profondeurs, l'appréciation des conditions techniques du forçage des puits à ces profondeurs.

Les cartes régionales et les coupes en profil géothermiques sont de plus en plus utilisées, tout comme les cartes gravimétriques et magnétiques, pour l'établissement de la géographie géologique pétrolière et gazière des territoires, vu qu'elles témoignent également de l'hétérogénéité minéralogique et structurale du globe terrestre.

L'investigation géothermique a permis d'établir dans nombre de régions des anomalies géothermiques impliquant des soulèvements de la surface du soubassement ou des structures anticlinales. Ces anomalies s'expriment dans le fait qu'en premier lieu les gradients géothermiques moyens sont plus élevés sur les voûtes des structures que sur leurs flancs, et en second lieu, que les rapports calculés de ces gradients (sur les voûtes et les flancs) diminuent avec l'élévation de la profondeur de l'intervalle d'investigation. L'apparition d'anomalies géothermiques positives au-dessus des voûtes de structures, tout comme au-dessus des avancées du socle, peut être engendrée par le percement de terrains de plus grande conductibilité thermique, dont les roches aquifères, dans leur noyau (roches cristallines, sels, calcaires) recouvertes de roches essentiellement argileuses à grande capacité calorifique, ainsi que par le développement de fractures qui garantissent une meilleure transmission de chaleur. Si le long des fractures et des failles s'effectue l'évacuation des eaux de formation profondes, l'effet thermique s'en trouve grandement augmenté.

La seconde particularité de la répartition du champ thermique naturel au-dessus des structures positives (diminution du rapport des gradients géothermiques avec la profondeur) représente un facteur favorable à l'étude de la tectonique profonde d'après les données d'observations géothermiques effectuées dans les sondages de structure peu profonds.

Les investigations géothermiques réalisées dans des régions pétrolifères et gazéifères ont maintes fois révélé l'existence d'anomalies géothermiques au-dessus des champs pétroliers indépendamment du type de structures qui les abritaient. C'est ainsi que la confrontation de températures profondes (1000-1500 m) des structures « stériles » et pétrolières de la Subcarpatie, de la région de Grozny, de la dépression de Pripiat, prises chaque fois dans des mêmes ou semblables zones géothermiques, a montré que les structures productives possédaient une température supérieure de 5-10 °C et plus. Ces anomalies s'observent non seulement au-dessus des gisements du type bombement. On a détecté une anomalie géothermique positive au-dessus d'un gi-

sement à pétrole lithologiquement barré du champ Chirokaïa Balka dans le territoire de Krasnodar (fig. 31).

La nature des anomalies géothermiques positives au-dessus des gisements de pétrole n'est pas encore éclairée. On suppose qu'elles sont liées au dégagement de chaleur au cours de lentes réactions de transformation du pétrole, permanentes au sein de la Terre. Certains chercheurs expliquent la nature de ces anomalies par des filtrations ou des migrations d'huiles au sein de pièges ayant lieu actuellement.

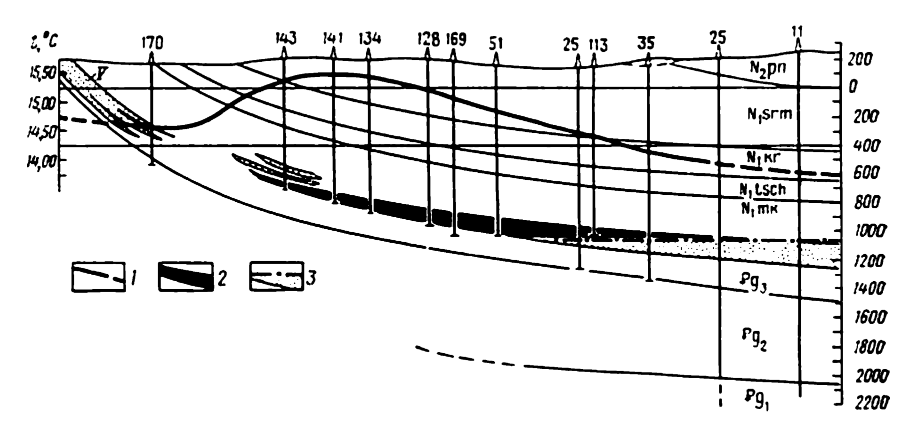


Fig. 31. Profil géothermique du champ de pétrole Chirokaïa Balka

1 — courbe de températures à la profondeur de 100 m ; 2 — gisement de pétrole ; 3 — contact eau-huile et partie stérile de l'horizon III

Bref, les matériaux déjà accumulés ouvrent de grandes possibilités à l'emploi de la géothermie pour la prospection du pétrole et du gaz. Les prospections géothermiques sont réalisées dans nombre de régions par des mesures dans des sondages spéciaux peu profonds (20-25 m).

§ 5. Prospection électrique

Les méthodes de prospection électrique permettent de juger de la répartition dans l'écorce terrestre de terrains de conductibilité électrique différente. La faculté des roches et des minéraux de conduire l'électricité est leur propriété physique le plus variable dont les valeurs limites peuvent se différencier de 10^{10} fois. C'est en particulier sur quoi se fondent les méthodes d'investigation des terrains aussi fines que le carottage électrique.

Avec la prospection électrique c'est principalement les roches et les assises sédimentaires qui font l'objet d'investigation, car leur résistance est très grande (infiniment grande) : roches salifères, sulfates, carbonates, ainsi que les roches cristallines du soubassement.

Parmi les méthodes se basant sur l'utilisation des champs électromagnétiques naturels, on applique dans la pratique des prospec-

tions de pétrole et de gaz les méthodes magnétotelluriques : méthode des courants telluriques, méthodes de profilage magnétotellurique et de sondage magnétotellurique. Ces méthodes s'appuient sur l'étude du champ d'intensité variable de courants dit telluriques dont la nature est en relation avec l'activité du rayonnement solaire et les phénomènes électromagnétiques de l'intérieur de la Terre.

Les observations obtenues suivant la méthode des courants telluriques sont portées sur des cartes et des profils d'intensités moyennes de courants. Les maximums témoignent des montées d'horizons

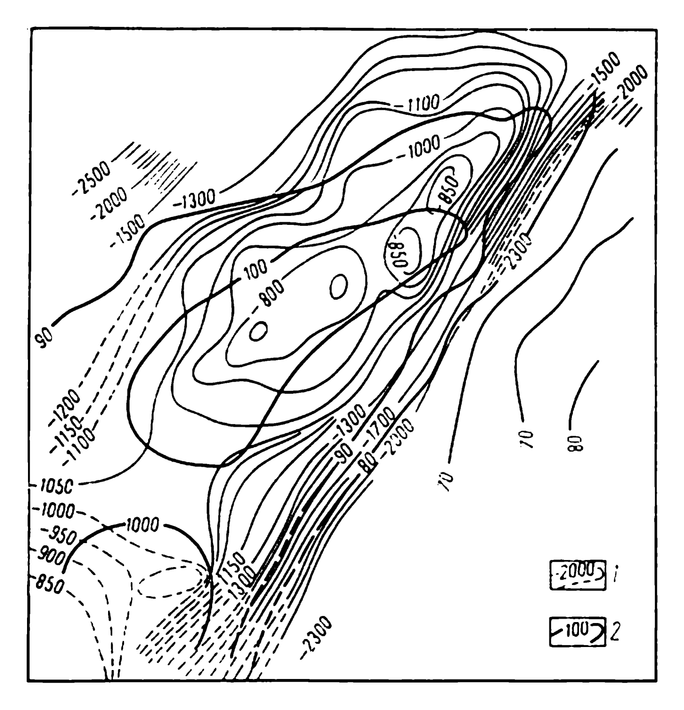


Fig. 32. Champ de courants telluriques dans la région du soulèvement Komissarovo, Sibérie occidentale (d'après Y. N. Popov)
1 — isohypses de l'horizon sismique de référence ; 2 — isolignes de prospection électrique

de grande résistivité et les minimums des abaissements. La méthode est essentiellement utilisée pour l'investigation des particularités de l'architecture régionale du territoire et, surtout, pour l'appréciation de la profondeur de gisement du socle et de l'épaisseur totale des terrains de couverture.

Mais en même temps cette méthode est mise en œuvre pour dégager et dresser la carte des soulèvements locaux d'horizons de faible conductibilité du même socle ou des assises salifères. La prospection et le dressage des cartes par les méthodes des courants telluriques et le sondage magnétotellurique sont d'autant plus efficaces que la

conductibilité et l'homogénéité des sédiments recouvrant le sel ou le socle sont plus grandes et que le contraste entre les structures est plus marqué. La méthode des courants telluriques a été appliquée avec succès dans la dépression Dniepr-Don et, surtout, dans la Dépression péricaspienne pour l'étude des structures salifères: dômes de sel et plis diapirs. Dans la Dépression péricaspienne les levés effectués par la méthode des courants telluriques ont grandement complété et précisé la caractéristique gravimétrique des corps salifères.

La variation d'intensité du champ des courants telluriques causée par la montée du socle en Sibérie occidentale est représenté sur la fig. 32. Comme on peut le constater, les résultats de l'étude de la

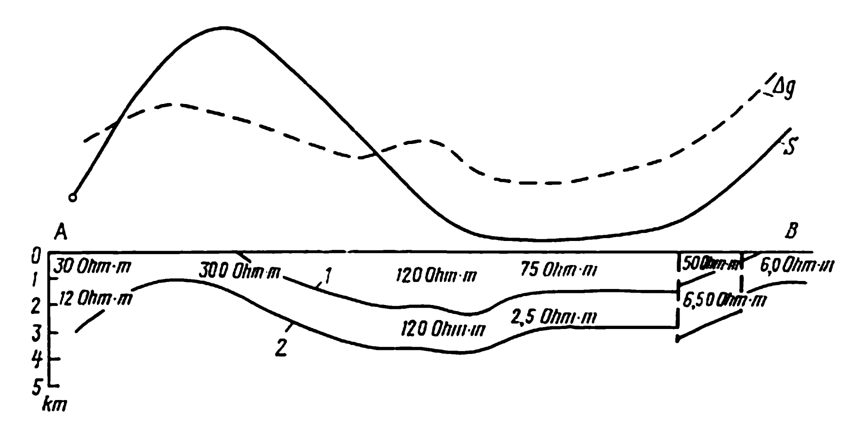


Fig. 33. Coupe géoélectrique suivant le profil *AB*
1 — toit du complexe conducteur (Miocène inférieur); *2* — surface consolidée du complexe appartenant au Mésozoïque-Kaïnozoïque

structure par la méthode des courants telluriques témoignent d'une convergence assez grande avec les données de la prospection sismique.

Sur la fig. 33 on a donné une coupe géoélectrique longue de 140 km de la côte Ouest de Sakhaline, qui a été l'objet de travaux de sondage magnétotellurique. La confrontation des données du sondage magnétotellurique et de la gravimétrie montre que les graphiques de la conductibilité longitudinale sommaire s et des anomalies de pesanteur Δg concordent, en général, et traduisent l'ordre structural du territoire. Dans la coupe de la couverture sédimentaire on distingue deux horizons de grande résistivité, le supérieur et l'inférieur. Le supérieur correspond aux sédiments récents du Pliocène et du Miocène, tandis que l'inférieur correspond à la surface du complexe consolidé mésozoïque et kaïnozoïque.

L'importance et les possibilités de la méthode des courants telluriques s'accroissent fortement quand elle est associée à d'autres méthodes, plus précises, les méthodes de prospection électrique

(carottage électrique) ou sismique. Les données de ces méthodes ou du carottage constituent des repères pour une interprétation quantitative des données de la méthode des courants telluriques sur une aire ou un territoire plus grand.

Sur l'étude des champs créés artificiellement au moyen de courants continus sont fondées les méthodes de diagraphie verticale et dipôle et les méthodes d'électroprofilage. Ces méthodes sont appliquées au cours des investigations régionales et des reconnaissances de structures favorables. Leur utilisation s'avère efficace dans les régions aux terrains électriquement différenciés dans le sens vertical

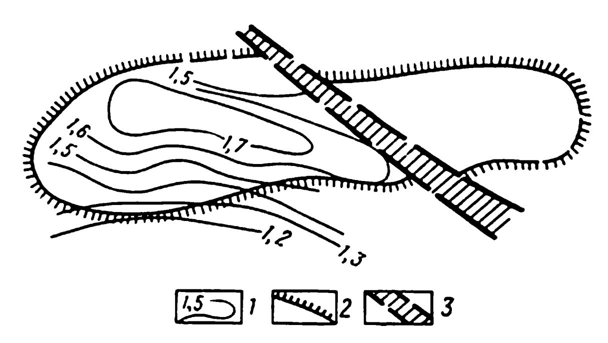


Fig. 34. Influence d'un grand gisement de pétrole sur les résultats de la prospection électrique utilisant la méthode de résistivité. Kotour-Tépé, Turkménie (d'après K. S. Goumarov)

1 — courbes d'égale résistivité pour un espacement $AB/2$-6000 m ; 2 — contour du gisement ; 3 — dislocations tectoniques dégagées par prospection sismique

et homogènes horizontalement, les horizons électriques repères de grande ou d'infiniment grande résistivité se trouvant à une profondeur relativement faible, jusqu'à 1,5-2 km.

En son temps la prospection électrique a contribué dans une grande mesure à la découverte de gisements pétroliers et gaziers dans le Permien et le Carbonifère de la province Volga-Oural, ainsi que dans les dépôts peu profonds d'Azerbaïdjan, du Caucase septentrional et de la dépression Dniepr-Don.

Pour l'étude détaillée des structures, la prospection électrique n'est généralement pas employée. Toutefois, l'expérience s'accumule dans l'application de la prospection électrique à des recherches directes ou à la figuration de gisements de pétrole et de gaz déjà découverts. Cet objectif peut en principe être atteint quand les gisements de pétrole et de gaz sont enfermés dans des terrains terrigènes aux eaux fortement minéralisées se caractérisant par une résistivité assez faible. On voit sur la fig. 34 que le champ pétrolier et gazier de Kotour-Tépé engendre un accroissement de résistivité apparente de la couche pour des mesures faites en surface.

Pour la figuration des gisements de pétrole et de gaz contenus dans une coupe terrigène, on peut mettre en œuvre la méthode d'es-

pacement de l'électrode de courant. On se sert dans ce cas d'un puits enfoncé dans les limites du gisement ou en son voisinage et d'une installation électrique. L'une des deux électrodes de courant de l'installation est mise à terre dans le puits plus bas que la couche productive, tandis que l'autre est fichée en surface. La figuration du gisement est réalisée en déplaçant l'électrode de surface vers le front du gisement et plus loin. Le brusque fléchissement de la courbe de résistivité apparente détermine la position du front de gisement.

§ 6. Prospection sismique

Les méthodes sismiques de prospection occupent la première place parmi les méthodes géophysiques en matière du pouvoir de résolution, de la profondeur des investigations et de la variété de problèmes géologiques qu'elles permettent de résoudre. Aussi jouent-elles un rôle primordial dans le complexe d'investigations géologiques et géophysiques à toutes les étapes et stades des travaux de prospection détaillée de pétrole et de gaz. Les méthodes sismiques de prospection se fondent sur le fait que dans les roches peuvent se propager des ondes sismiques élastiques créées par une explosion ou un autre procédé. En se propageant en profondeur et rencontrant sur leur voie une discontinuité géologique séparant des terrains différents, ces ondes engendrent des ondes sismiques secondaires qui reviennent vers la surface et y sont enregistrées par un appareillage spécial très sensible. En enregistrant la durée de parcours des ondes sismiques et en étudiant la vitesse de propagation de ces ondes, on arrive à déterminer la profondeur des discontinuités géologiques qui nous intéressent et, partant, l'image de l'architecture géologique profonde de la région. Ainsi, l'objectif des méthodes de prospection sismique est la détermination du temps de parcours des ondes sismiques dans les roches.

Avec l'incidence de l'onde élastique sur une discontinuité géologique (surface séparant deux milieux de composition lithologique différente) on y voit apparaître des ondes secondaires de type différent suivant la nature de cette discontinuité. D'après la nature de la propagation on distingue deux types d'ondes, *ondes réfléchies* et *ondes réfractées*. Suivant que l'on utilise l'un ou l'autre de ces types d'ondes, il en découle deux méthodes principales de prospection sismique, la méthode de réflexion et la méthode corrélationnelle de réfraction.

Les ondes réfléchies apparaissent à la surface de séparation des assises ou des paquets de roches d'impédance d'onde différente (raideur acoustique). Elles apparaissent pour tout angle d'incidence et peuvent revenir vers la surface au voisinage du lieu d'explosion. L'impédance d'onde des roches est obtenue en faisant le produit de la densité des roches par la vitesse de propagation en leur

Roche	Vitesse, km/s	Densité g/cm³	Impédance d'onde, n·10⁵ CGS
Sol	0,2-0,8	1,1-2,0	0,22-1,6
Sable	0,3-1,3	1,4-2,0	0,42-2,6
Argile	1,8-2,4	1,5-2,2	2,7-5,28
Grès	2,0-3,6	2,1-2,8	4,2-10,08
Craie	3,0-4,2	1,8-2,6	5,4-10,92
Calcaire	3,2-5,5	2,3-3,0	7,36-16,5
Sel gemme	4,5-5,5	2,0-2,2	9,0-12,1
Granite, gneiss	4,5-6,0	2,4-3,4	10,8-20,4

sein d'oscillations sismiques. Au tableau 12 on a donné les valeurs de la vitesse, de la densité et de l'impédance d'onde pour des roches de composition lithologique différente.

D'après le temps d'arrivée des ondes réfléchies on détermine la profondeur des surfaces réfléchissantes et on calcule les valeurs approchées des vitesses moyennes de propagation des ondes dans l'intervalle surface du sol — surface de séparation réfléchissante.

Dans les assises sédimentaires stratifiées à composition lithologique variée il se crée des conditions favorables à l'apparition de nombreuses ondes réfléchies, ce qui ouvre de grandes possibilités à l'établissement de cartes sismiques de formes structurales de terrains sédimentaires.

Avec l'incidence d'une onde entretenue artificiellement sur la surface de séparation de deux milieux une partie de cette dernière se réflechit, tandis que l'autre subit une réfraction et passe dans le milieu inférieur sous forme d'une *onde* dite *passante*. Au point de la surface de séparation, où l'angle de réfraction atteint 90° et l'onde passante commence à glisser le long de la surface de séparation, on obtient dans le milieu supérieur une *onde réfractée* qui se propage également le long de la discontinuité avec une vitesse élevée. Cette vitesse est appelée *vitesse frontière*. L'onde réfractée ne revient à l'endroit d'explosion qu'à un point un peu éloigné de cet endroit. D'après le temps d'arrivée de l'onde réfractée on détermine la profondeur de la surface de réfraction et la vitesse frontière. La détermination de cette dernière est très importante pour l'appréciation de la composition lithologique des roches et l'identification des surfaces de réfraction avec les discontinuités géologiques réelles du sous-sol de la région étudiée.

La vitesse de propagation des ondes dans les roches s'accroît en général avec la profondeur de gisement de ces dernières et crée ainsi des conditions favorables à la distribution dans la coupe de terrains sédimentaires et métamorphiques de surfaces de réfraction. En règle générale, les surfaces de réfraction continues et de bon rendement se rencontrent moins fréquemment dans les terrains sédimen-

taires que les miroirs, et la précision de détermination des profondeurs des premières est beaucoup moins bonne que des secondes. Aussi la méthode de réfraction est-elle principalement utilisée dans les investigations régionales pour la détection des terrains carbonatés ou argileux compacts, des assises salifères, du modelé de la surface du socle cristallin et des discontinuités plus profondes de l'écorce terrestre.

A côté des ondes réfractées utiles réfléchies une seule fois, il apparaît de nombreuses ondes parasites variées (multiples, échangées, difractées, etc.) qui sont détectées par l'appareillage sismique. Le dégagement des ondes utiles sur un fond d'ondes parasites peut offrir certaines difficultés, d'autant plus grandes que la profondeur d'investigation et la complexité de la coupe géologique de la région étudiée sont plus grandes. Les modes et les techniques de la prospection sismique sont principalement améliorés dans le sens de restitution de l'authenticité des signaux utiles.

La méthode des ondes réfléchies est le principal procédé de prospection sismique, de découverte et d'investigation détaillée de formes structurales de la couverture sédimentaire que l'on peut raisonnablement supposer productives en gaz. Traditionnellement ou suivant l'interprétation classique de la méthode des ondes réfléchies, la détection des horizons réfléchissants se fait par enregistrement unique des signaux utiles émis par ces horizons ou, autrement dit, par un seul profilage. L'amplification des signaux utiles et leur restitution sur le fond d'ondes parasites sont réalisées par augmentation du nombre d'enregistreurs sismiques sur chaque canal sismique (série d'enregistreurs sismiques), par remplacement d'une seule explosion par une série d'explosions simultanées, ainsi que par perfectionnement de l'appareillage utilisé et des modes de traitement des matériaux.

Dans les coupes sismiques obtenues on distingue des miroirs isolés d'extension variée sporadiquement répartis et des horizons réfléchissants en constante corrélation. Ces horizons sont identifiés à des surfaces de séparations géologiques bien déterminées et sont appelés horizons sismiques. Le dégagement et le tracé de ces horizons est la tâche principale des prospecteurs sismiques. Si de tels horizons ne sont pas dégagés pour des raisons géologiques ou méthodiques, alors dans les coupes obtenues d'après les miroirs isolés et dans l'intervalle de profondeur approprié on trace un horizon sismique virtuel qui est rattaché à une discontinuité géologique.

Actuellement on emploie de plus en plus largement une nouvelle variante de la méthode des ondes réfléchies, la méthode du point profond commun. La principale particularité de cette méthode réside dans le multiple enregistrement des discontinuités réfléchissantes et une juxtaposition systématique des tracés sismiques semblables. L'avantage primordial de cette méthode consiste dans le fait qu'elle permet d'éliminer de multiples réflexions qui compliquent souvent l'interprétation et brouillent les signaux utiles de la pros-

pection sismique des profondeurs supérieures à 3-4 km. Le meilleur rendement de la méthode du point profond commun a été établi dans les régions de plates-formes, où les couches se disposent en pentes douces et les discontinuités donnent des images très nettes.

L'objectif de toute prospection sismique à ondes réfléchies est la détermination du temps de parcours des ondes réfléchies. Les données de ces mesures sont figurées sur une coupe des temps puis synthétisées par une carte d'isochrones, de temps égaux d'arrivée de l'onde d'un horizon réfléchissant. Ensuite, ces cartes sont traduites en cartes de mêmes profondeurs (cartes structurales) de l'horizon envisagé sur la base de vitesses de propagation des ondes réfléchies déterminées par un procédé quelconque. Ainsi la précision et la fiabilité des constructions structurales obtenues d'après les données de la prospection sismique sont en premier lieu fonction de la mesure dans laquelle il a été tenu compte de la vitesse dans la coupe et de ses variations tout au long de la surface.

Si la vitesse moyenne de propagation des ondes jusqu'à l'horizon sismique ne varie pas sensiblement suivant la surface, la carte structurale et celle d'isochrones se confondent en dessin et, pratiquement, on peut se servir de l'une comme de l'autre de façon identique. Il en est de même des coupes sismiques.

La situation est autre quand la vitesse subit des variations sensibles suivant la surface. La non-prise en compte de ces variations introduit de sérieuses perturbations dans l'image de la structure. Ces dernières sont particulièrement grandes quand les anomalies de vitesse sont en surface de même grandeur que les soulèvements en dôme cherchés. Par suite de brusques variations de l'épaisseur des terrains salifères, dans lesquels la vitesse de propagation des ondes est grande, les irrégularités latérales de vitesse deviennent très sensibles. Dans nombre de cas les constructions structurales des horizons d'au-dessous des terrains salifères s'avèrent peu sûres. L'influence de l'irrégularité latérale de vitesse sur le degré de fiabilité des constructions structurales est assez importante quand on dresse les cartes des structures enterrées des plates-formes à pentes douces, à faible amplitude et aux formes isométriques.

Les déterminations les plus précises des paramètres de vitesse de la coupe s'obtiennent par des mesures dans des sondages (carottage sismique et profilage sismique vertical). Pour éviter des erreurs grossières dans les régions aux caractéristiques irrégulières de la vitesse au sein de la coupe, les prospections sismiques détaillées sont suivies d'un forage de puits structuraux dans lesquels on effectue un carottage sismique et un profilage sismique vertical. Des investigations analogues sont entreprises dans tous les puits de reconnaissance, paramétriques et d'information enfoncés dans de nouvelles régions.

D'autre part, il est rationnel de dresser les cartes de Δt pour les régions et les aires aux vitesses variables; ces cartes enregistrent les différences entre les cartes de temps pour deux horizons de réfé-

rence. Elles constituent des analogues temporels des cartes d'épaisseurs et ne renferment pas d'erreurs inévitables pour les cartes d'égales profondeurs des mêmes horizons. Sur ces cartes, d'après la diminution ou l'augmentation locales de la différence des temps il est possible de dégager les structures anciennes de même sédimentation et les zones structurales de genèse différente perspectives pour la prospection.

Les prospections sismiques, aussi bien de première investigation que détaillées (effectuées par la méthode de réflexion ou par la

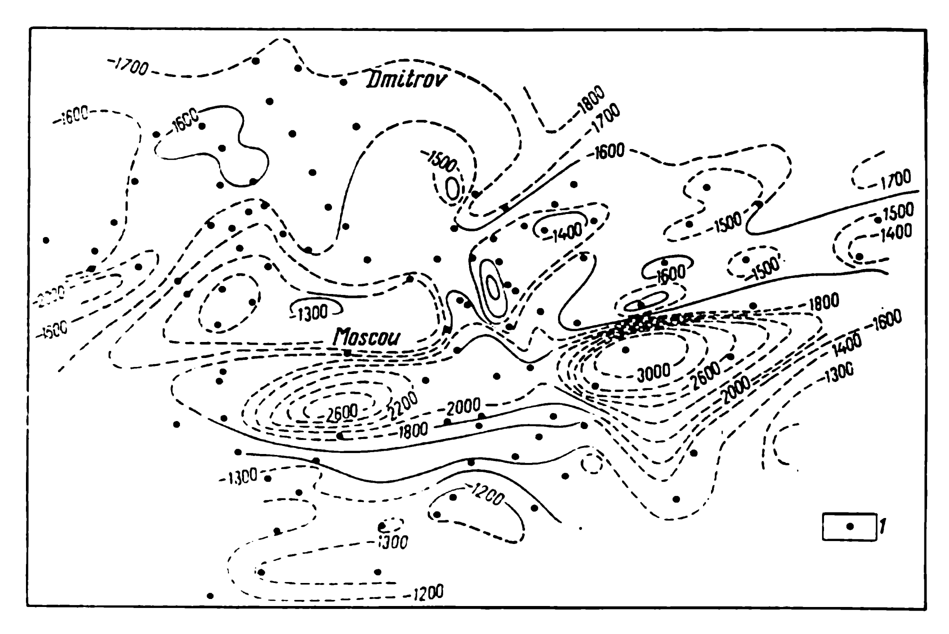


Fig. 35. Carte schématique de la surface du socle cristallin de la région de Moscou d'après les sondages sismiques ponctuels (d'après Y. N. Gratchev, I. V. Mourachev et autres)

1 — points de sondages sismiques exécutés par la méthode corrélationnelle d'ondes réfractées

méthode du point profond commun) sont rapportées à un réseau de profils mutuellement accordés. La grande partie des profils est orientée de manière à recouper le déploiement prévu des structures. Ces travaux une fois achevés, on passe aux profils longitudinaux destinés à accorder les horizons de référence ou les horizons réfléchissants virtuels. D'après les matériaux recueillis on dresse les cartes structurales au 1 :25 000, au 1 :50 000 ou au 1 :100 000.

Au stade d'investigations régionales la prospection sismique est utilisée avec succès pour la détermination de l'épaisseur totale de la couverture sédimentaire, de l'arrangement structural par étage, la division du territoire en régions tectoniques. L'étude de la surface du socle durant les premières étapes de la prospection régionale

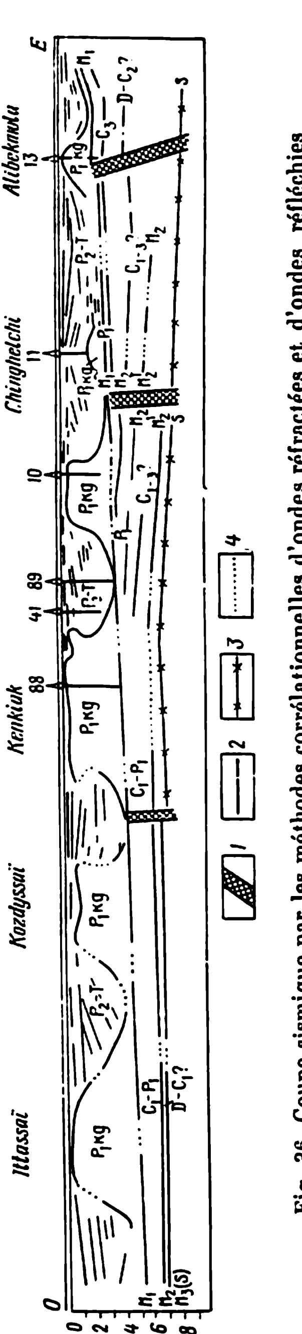


Fig. 36. Coupe sismique par les méthodes corrélationnelles d'ondes réfractées et d'ondes réfléchies

1 — zone de dislocations d'après les données sismiques; 2 — horizons réfléchissants (miroirs) sous-jacents aux terrains salifères; 3 — horizon de réfraction *S* (surface du socle); 4 — position supposée du socle

est quelquefois menée par des sondages sismiques ponctuels en se servant de la méthode des ondes réfractées, tandis que l'investigation de la structure de la couverture sédimentaire l'est par la méthode des ondes réfléchies. A une grande échelle, ces études ont été effectuées sur le territoire de la plaine de la Sibérie occidentale, de la Dépression péricaspienne, du bassin de Moscou. La carte schématique de la surface du socle cristallin du bassin de Moscou dressée sur la base des pointés sismiques est représentée sur la fig. 35.

Pour obtenir des données plus sûres dans les directions ou les zones les plus intéressantes, on établit un profilage de reconnaissance continu destiné à enregistrer les ondes réfractées comme les ondes réfléchies et à fixer les horizons de référence ou virtuels. On a montré sur la fig. 36 un des profils sismiques régionaux établis dans l'Avant-fosse ouralienne d'Akhtioubinsk par la méthode corrélationnelle de réfraction et celle de réflexion. On peut suivre sur le profil deux surfaces de réfraction correspondant à celle du socle *S* et celle de l'assise salifère du Koungourien (de façon fragmentaire), ainsi que plusieurs miroirs étendus suivant la surface du Paléozoïque et les horizons intérieurs à ce dernier se disposant au-dessous des terrains salifères. La méthode des ondes réfléchies a également permis de caractériser la structure des dépôts d'au-dessus des terrains salifères remblayant les bassins entre les môles et en partie l'architecture du Paléozoïque sous-jacent aux terrains salifères à l'est. Les données fournies par le profil permettent d'établir l'épaisseur totale

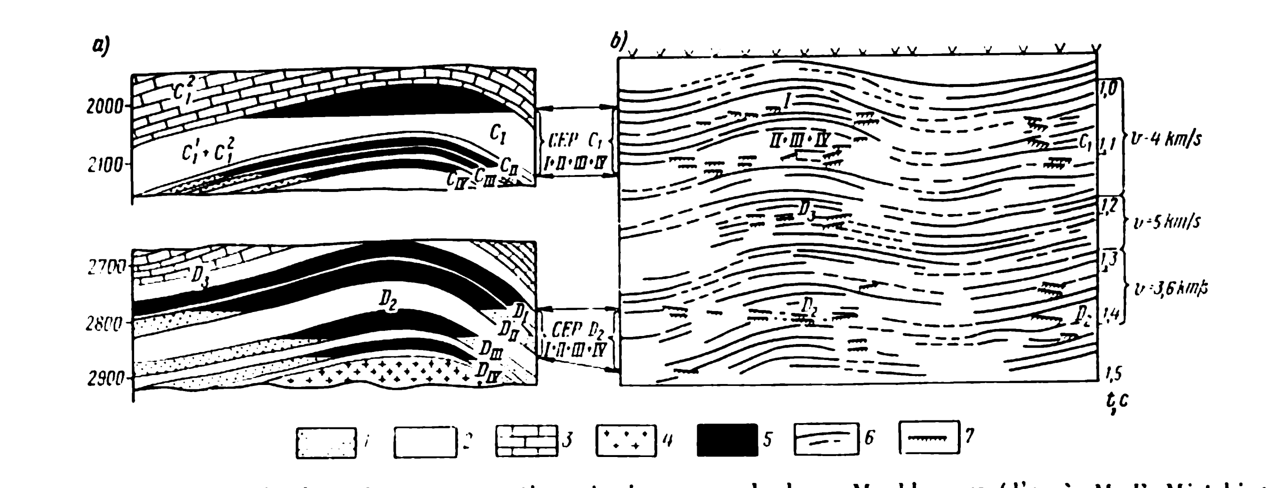


Fig. 37. Contact eau-huile détecté par prospection sismique pour le champ Moukhanovo (d'après M. F. Mirtchinok ; I. J. Ballakh)

a — coupe géologique ; *b* — coupe sismique (établie en fonction du temps) ; *1* — roches terrigènes ; *2* — carbonato-argileuses ; *3* — calcaires ; *4* — cristallines ; *5* — saturées en huile ; *6* — réflexions sur les surfaces de séparation de la couverture sédimentaire ; *7* — réflexions à partir des contacts eau-huile (CEH)

du complexe sédimentaire et d'y distinguer deux étages tectoniques: l'étage supérieur à dômes de sel et l'étage inférieur sous-jacent. On établit la nature de la tectonique salifère et le fait important de bombement important du socle au milieu du profil. Sous une forme très atténuée, ce bombement est traduit dans l'horizon réfractant interpaléozoïque (aux profondeurs de 5-6 km), mais dans le toit du Paléozoïque sous-jacent aux terrains salifères il lui correspond déjà une terrasse structurale au doux pendage. Au bout du profil l'horizon interpaléozoïque est marqué par un pli marginal contrasté de l'Oural. Le profil permet de dégager une série d'éléments structuraux d'ordre différent et témoigne de modifications structurales en profondeur, autrement dit d'une division en étages.

Telles sont les possibilités et les orientations de l'application de la prospection sismique aux stades régionaux et détaillés des travaux de reconnaissance. Mais à côté de ces travaux, des recherches sont faites dans le but d'utiliser la prospection sismique à des reconnaissances directes des gisements de pétrole et surtout de gaz. On y est poussé par le phénomène établi et régulier d'une extinction anomalement haute et d'une absorption d'oscillations sismiques dans les gisements de pétrole et de gaz. Dans certains cas (fig. 37) il a été constaté l'apparition de miroirs au sein des interfaces eau-huile et gaz-eau dont la pente est en désaccord avec celle des images réfléchies par les couches encaissantes.

CHAPITRE X

MÉTHODES GÉOCHIMIQUES DE PROSPECTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

Avec la prospection de pétrole et de gaz on procède à des études géochimiques variées qui, d'après leur contenu et objectifs, peuvent se répartir en deux groupes.

Le premier concerne les études destinées à reconnaître les conditions géochimiques régionales ou les différents complexes lithologiques et stratigraphiques, indices directs et indirects des possibilités pétrolifères et gazéifères. L'objectif de ces études est l'appréciation du degré d'éventuelles perspectives en pétrole et en gaz des territoires et complexes sédimentaires.

Le second groupe comprend les investigations détaillées orientées sur le dégagement et l'étude d'aires de dispersion d'hydrocarbures à partir des gisements sur des territoires déterminés et des zones tectoniques isolées. L'objectif de ces investigations est la reconnaissance directe des gisements de pétrole et de gaz.

Au cours des investigations régionales géochimiques on étudie les manifestations superficielles et de profondeur de pétrole et de gaz, les substances organiques diffusées des roches, d'après la composition et la nature desquelles sont dégagées les roches-mères pétrolières et gazières éventuelles, le milieu géochimique de sédimentation et de lithogenèse des terrains (réducteur, oxydant), la composition en sel des eaux de gisement et la teneur en gaz et en composés organiques dissous dans ces dernières.

Les manifestations superficielles de pétrole et de gaz ont autrefois joué un rôle déterminant dans les recherches de gîtes commerciaux. Même les premiers gisements exploités d'Oural-Volga, près d'Ichimbaï en Bachkirie, ont été découverts avec l'enfoncement de puits près des suintements d'huile.

Certes, il est assez rare que les gisements de pétrole et, à plus forte raison, de gaz s'accompagnent d'émanations naturelles de ces minéraux utiles, et toute émanation naturelle ne correspond pas nécessairement à des gisements commerciaux en profondeur. Néanmoins, la mise en évidence et l'étude de ces manifestations superficielles est d'un intérêt actuel, en premier lieu comme indice d'éventuelles manifestations commerciales de pétrole et de gaz dans de nouvelles régions.

Un indice important de possibilités pétrolifères et gazéifères du sous-sol des nouvelles régions est l'apparition dans la coupe des terrains sédimentaires de roches pouvant être rangées dans le groupe de roches-mères pétrolières et gazières. Les principaux indices de ces roches, essentiellement sableuses et argileuses, sont la teneur suffisamment élevée en matière organique (pas moins de 0,3-0,5 %) et celle en oxydes ferreux, qui caractérisent un milieu réducteur dans le bassin de sédimentation. Parmi les roches-mères pétrolières et gazières on range en premier lieu les terrains carbonifères et subcarbonifères, où dominent les substances organiques du type humique, c'est-à-dire des substances organiques carbonisées d'origine végétale, et toutes sortes de marnes, argiles, schistes bitumineux, riches en substances organiques essentiellement d'origine animale, du type sapropélique. Il est admis que les premières roches-mères dégagent au cours de leur transformation, essentiellement des hydrocarbures gazeux, tandis que les secondes fournissent principalement des hydrocarbures pétroliers.

Le dégagement dans la coupe d'une couverture de plate-forme des bassins sédimentaires des roches-mères éventuellement pétrolières et gazières de type quelconque permet raisonnablement de les supposer productives et même de formuler un pronostic qualitatif sur leur nature pétrolière et gazéifère. Plus encore, sur la base de la détermination de la quantité de substance organique enfouie, de son type et du degré de sa transformation, on met au point des méthodes d'appréciation quantitative des réserves éventuelles de pétrole et de gaz dans le sous-sol. Ces méthodes sont appelées *méthodes d'estimation des réserves à titre de pronostic.*

En guise de méthodes de prospection géochimique, on se sert de différents levés d'hydrocarbures gazeux — levé gazo-biochimique, levé de substances bitumineuses par fluorescence, diagraphie d'hydrocarbures gazeux —, ainsi que de l'investigation de quelques indices gazohydrochimiques des eaux de gisement en relation avec la présence de gisements de pétrole et de gaz.

Les formes mentionnées d'investigations chimiques ne se sont pas encore établies comme un complexe de travaux de prospection. Ces investigations sont principalement réalisées dans des buts d'études scientifiques ou sont effectuées dans les exploitations expérimentales. L'exception doit être faite pour la diagraphie d'hydrocarbures gazeux, qui est définitivement incluse dans le complexe d'investigations géophysiques commerciales de nombreuses régions, ainsi que pour les investigations hydrogéologiques.

Levé d'hydrocarbures gazeux. Ce levé est basé sur le phénomène de dispersion d'hydrocarbures gazeux des gisements de pétrole ou de gaz dans les terrains sédimentaires de couverture jusqu'à la surface du jour. Cette dispersion s'effectue essentiellement suivant les dislocations et les fractures ayant accidentées les roches (effusion) et directement, à travers les roches et les eaux (diffusion).

Le levé est exécuté par prise d'échantillons d'air de sous-sol ou

par prélèvement d'échantillons de roche dans les puits avec leur subséquent dégazage. La seconde modification est appelée levé par carottage d'hydrocarbures gazeux. C'est elle qui est principalement utilisée aujourd'hui, y compris comme la méthode secondaire lors d'un forage structural ou par explosion utilisé dans les prospections sismiques.

La concentration d'hydrocarbures gazeux, surtout du méthane, s'avère très faible, et varie dans les limites de 10^{-2}-10^{-4} %. Les données sur la concentration du gaz recueilli sont portées sur une carte, où l'on distingue les aires avec indices anomalement hauts (anomalies gazeuses).

Levé d'hydrocarbures gazeux par des méthodes biochimiques. Le levé est tracé d'après les sources d'eau et les puits peu profonds. L'exécution s'effectue par investigation de la teneur en sels, gaz et bactéries des eaux des complexes aquifères supérieurs. Il est admis que l'infiltration des eaux de fond de grande charge dans les horizons superficiels par des voies non apparentes conditionne avec la diffusion des gaz les anomalies géochimiques aux différents niveaux de la coupe. On constate également les anomalies dans la répartition d'hydrocarbures lourds, de bactéries réduisant les hydrocarbures et de la minéralisation des eaux. Le développement de certaines formes de la flore bactériologique, capable d'assimiler les hydrocarbures gazeux et, surtout, les hydrocarbures lourds, est considéré comme un signe de présence en profondeur de source stable d'effusion ou de diffusion.

Les principaux critères de l'éventuelle productivité du sous-sol sont:

1) l'accroissement de la fraction d'hydrocarbures lourds par rapport au méthane avec le rapprochement des voûtes de structures ou des anomalies dégagées;

2) la présence d'essaims de propano-méthano-bactéries de caractère local et de microflore assimilant les hydrocarbures C_1—C_7;

3) l'élévation dans les zones d'anomalies bactérielles de la concentration générale de la teneur en sel des eaux souterraines et, en particulier, des eaux du type d'eaux de fond.

Il faut, toutefois, souligner qu'il n'est pas toujours possible d'interpréter d'une seule manière les anomalies géochimiques, surtout dans les régions à dépôts de couverture marins récents du Néogène. Aux processus de dispersion d'hydrocarbures des sources profondes sont superposés des processus de formation des gaz se déroulant dans les terrains susjacents et, en premier lieu, dans les formations de couverture récentes. Ces processus essentiellement biogènes peuvent être beaucoup plus intenses que le flux de diffusion d'hydrocarbures du gisement. Des résultats efficaces peuvent être obtenus, et le sont souvent, principalement, dans les régions et sur les structures à tectonique tourmentée favorisant l'effusion active d'hydrocarbures gazeux et la filtration des eaux de fond.

Levé de substances bitumineuses par fluorescence. Ce levé est exé-

cuté pour dégager et étudier l'aire de dispersion d'hydrocarbures déjà mentionnée (dans le cas concerné, de bitumes ou d'hydrocarbures liquides légers) du gisement dans les terrains superficiels. Les bitumes sont doués de fluorescence une fois soumis à des radiations ultraviolettes. La couleur du spectre et l'intensité de la fluorescence témoignent de la composition et de la concentration des bitumes. Suivant la variation de ces paramètres on distingue des zones d'anomalies considérées comme des indices de gisement en profondeur. Toutefois, dans la plupart des cas l'indétermination subsiste dans l'interprétation non univoque de l'anomalie, tout comme dans le cas des prospections par les gaz ou biochimique.

Diagraphie d'hydrocarbures gazeux. La méthode la plus employée est la détection d'hydrocarbures gazeux dans les boues de forage, qui se réalise par des mesures continues ou périodiques de la teneur en hydrocarbures gazeux des boues émanant des puits. Les indications de l'analyseur, installé dans un laboratoire mobile de diagraphie de gaz, sont rattachées aux intervalles des profondeurs d'où l'on prend l'échantillon de gaz. Le forage de couches pétrolifères ou gazéifères s'accompagne d'un dégagement de gaz des boues de forage, affiché par des grandes valeurs sur l'appareil de mesure, le chromatographe.

Investigations gazo-hydrochimiques. Les gisements de gaz et de pétrole sont en interaction intense avec les eaux de gisement du milieu environnant. On l'établit par de nombreuses données d'analyse d'eaux de gisement et de gaz et composés organiques dissous dans ces dernières : acides naphténiques, hydrocarbures lourds. L'interaction du gisement avec les eaux souterraines aboutit à l'enrichissement de ces dernières en hydrocarbures et à leur appauvrissement en sulfates. Les valeurs de ces données varient à mesure que l'on se rapproche du gisement, comparées aux valeurs constituant le fond pour la couche ou la série concernée. Dans des conditions d'un régime stagnant des eaux de gisement non sulfatées le gisement de gaz crée une aire de dispersion étendue de méthane dans les eaux de gisement. La tension du méthane dissous dans l'eau s'accroît en direction du gisement jusqu'à la valeur de la pression de gisement. Aussi si dans une série de puits voisins ayant décelé un aquifère constate-t-on un accroissement sensible de tension du gaz dissous, alors en direction de cet accroissement, en amont de la couche, doit se trouver le gisement de gaz. La méthode doit s'avérer rentable dans les recherches de gisements lithologiques et stratigraphiques.

Dans les conditions d'activité hydrodynamique des eaux de gisement le glissement de la zone d'interaction du gisement et des eaux souterraines s'effectue dans le sens de leur mouvement. La largeur de cette zone diminue sur le front et s'accroît à l'arrière. Suivant les conditions géologiques concrètes, les effets de front et d'arrière peuvent se manifester dans la couche productive pour toutes les données mentionnées (tension et teneur en gaz, sulfatation des eaux, teneur en acides naphténiques, etc.) ou seulement pour certaines d'entre elles. C'est ainsi que grâce à l'activité intense de certains groupes de

la microflore dans la partie arrière du gisement de gaz peuvent manquer les hydrocarbures gazeux, mais, par contre, peuvent s'observer des concentrations élevées de CO_2, H_2S, produits d'oxydation d'hydrocarbures gazeux et indices du degré de sulfatation des eaux. Il s'ensuit de ce qui vient d'être dit que les premiers puits de reconnaissance ayant atteint les flancs des structures favorables peuvent fournir des matériaux permettant de porter un jugement sur la productivité de cette structure.

CHAPITRE XI

FORAGE ET ÉCHANTILLONNAGE DE PUITS PROFONDS

Le forage profond est l'opération fondamentale et finale de l'exécution correcte de laquelle dépend la découverte d'un champ et son estimation commerciale. Il ne peut être réalisé que par une équipe de spécialistes. Aussi dans ce chapitre, à côté de la description des techniques employées lors de l'installation des puits, on insiste sur le rôle du service géologique et les obligations concrètes du géologue, exerçant le contrôle géologique à tous les stades de forage des puits, depuis la mise en campagne jusqu'aux travaux finals.

§ 1. Objectifs du forage et choix d'installation de puits profonds

Les objectifs principaux d'un forage profond de prospections détaillées sont l'investigation de la coupe, le dégagement des terrains renfermant des roches-magasins et une couverture, le contrôle et l'étude détaillée de l'ordre structural, la découverte de gisements de pétrole et de gaz et leur préparation à l'exploitation. Des objectifs plus concrets des forages profonds sont définis par leurs catégories. Suivant l'objectif ainsi posé, on modifie la profondeur et l'installation des puits. Ainsi, les puits d'information et paramétriques se caractérisent généralement par une plus grande profondeur, leur installation est plus sophistiquée, et ils sont destinés à des études plus complexes. Ils sont, en général, enfoncés jusqu'au soubassement ou jusqu'aux profondeurs techniquement accessibles, les objectifs étant les mêmes quelle que soit la région investiguée.

Les objectifs de forage des puits de reconnaissance et d'exploration sont formulés sur la base de caractéristiques géologiques concrètes des structures perspectives, aires ou champs déjà découverts. A l'étape d'exploration, les puits de développement ont pour objectif essentiel la production du pétrole et du gaz. Aussi la prise de carottes et les diverses investigations dans ces puits doivent s'accompagner de compléments de justification.

Les principaux critères qui régissent le choix d'une installation de forage profond sont la garantie d'une investigation rationnelle et complexe de la coupe, l'observation des règles de conservation du sous-sol et la réduction du prix de revient de l'opération.

L'*installation de forage* est sous la dépendance d'un ensemble de rapports mutuels entre les diamètres du trou de sonde, les dimensions des trépans, les diamètres et les profondeurs de descente des tubes de couvelage, les modes d'isolation du front d'attaque, du trou et de l'équipement de la tête du puits.

Le diamètre du puits est le facteur déterminant de son prix de revient. Le diamètre minimal est fonction des objectifs de l'échantillonnage, en particulier, des diamètres d'outils descendus dans le puits en cours d'exploitation en cas d'ouverture d'horizons productifs.

Une installation de forage rationnelle prévoit la fixation de la tête du puits par la ligne du trou qui descend habituellement jusqu'à 60 m. On descend ensuite le tube de guidage (de moindre diamètre) à 150-600 m, quoique, généralement, il ne descend pas au-dessous de 120 m. Ensuite, on enfonce dans le puits, sur toute sa profondeur ou sa majeure partie, le tubage principal. L'installation de forage comprend la ligne du trou de 426 mm, plus rarement de 299 mm, le tube de guidage de 299 mm ou 219 mm de diamètre et le tubage proprement dit de 146 mm de diamètre. Dans les puits d'environ 3000 m et plus de profondeur on descend quelquefois une colonne intermédiaire de tubage de 299 ou 377 mm de diamètre qui s'insère entre le tube de guidage et le tubage principal. Dans ce cas les diamètres de la ligne du trou et du tube de guidage sont respectivement augmentés. Schématiquement l'installation de forage est représentée sur la fig. 38.

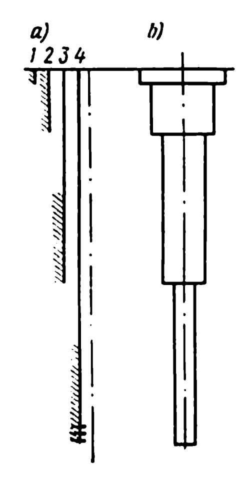


Fig. 38. Installation d'un puits profond

a — coupe de sondage; *b* — trou de sondage; *1* — ligne du trou; *2* — tube de guidage; *3* — colonne intermédiaire; *4* — tubage

La tête du puits, les horizons productifs de la coupe ou les couches aquifères sont fermés par cimentation. La cimentation de la ligne du trou et du tube de guidage s'effectue par montée du ciment jusqu'à la tête du puits.

La cimentation doit assurer une bonne isolation des couches; pour ce faire, on pompe le lait de ciment jusqu'à la hauteur correspondante en veillant à la qualité de l'opération de cimentation. Si la montée du lait de ciment est insuffisante dans l'espace compris entre le sol et la chemise d'acier, on procède à des travaux d'isolation spéciaux en se conformant aux instructions de rupture de l'anneau de ciment. L'anneau de ciment doit être continu, c'est pourquoi avant la cimentation la colonne de tubage doit être centrée. Il est très important que la pierre de ciment soit en contact sûr avec les parois du puits. La présence d'un cake de boue s'oppose à ce contact

stable, aussi doit-il être enlevé des parois par traitement des puits avant la descente du tubage. Le lait de ciment utilisé doit être de qualité exigée par les conditions en place.

L'essai de tubage à l'étanchéité est effectué pour les puits d'exploration de deux manières : par essai sous pression et par abaissement du niveau. Dans l'essai sous pression la boue de forage est préalablement remplacée par de l'eau. La pression exercée sur la tête du puits à gaz doit correspondre à la pression de gisement maximale attendue et dans le puits à pétrole dépasser de 20 % la pression maximale présumée. Les valeurs minimales des essais sous pression ne doivent pas être inférieures à celles données au tableau 13.

Tableau 13

Valeurs des pressions d'essais sous pression à l'étanchéité de tubages

Diamètre des tubages, mm	219	194	168	141-146	114-127
Pression sur la tête du puits, kgf/cm²	70	75	80	100	120

Au cas d'essai à l'étanchéité du tubage par abaissement du niveau, le pompage du liquide du puits s'effectue jusqu'à ce que le niveau ne s'abaisse de 20 % par rapport à la cote pour laquelle ont été obtenues des venues de l'objectif d'échantillonnage antérieur. Les valeurs minimales de l'abaissement du niveau sont données au tableau 14.

Tableau 14

Abaissement du niveau avec l'essai à l'étanchéité

Profondeur du puits, m	Jusqu'à 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	Plus de 2000
Abaissement de niveau, m	400	500	650	800	1000

L'étanchéité du tubage est considérée assurée si la pression, après l'essai sous pression, ne s'abaisse pas durant 30 min ou s'abaisse au maximum de 5 kgf/cm² pour une pression d'essai supérieure à 70 kgf/cm² et pas plus de 3 kgf/cm² pour une pression d'essai inférieure à 70 kgf/cm² *.

Dans l'essai par abaissement du niveau, le tubage est considéré étanche si le niveau, abaissé jusqu'à la valeur exigée, s'élève au cours de 8 heures d'observation de la valeur fournie par le tableau 15.

* 1 kgf/cm² dans le système SI vaut 98066,5 Pa.

Tableau 15

Elévation de niveau tolérée avec l'essai à l'étanchéité

Diamètre du tubage, mm	Abaissement du niveau à la profondeur, m				
	Jusqu'à 400	400-600	600-800	800-1000	Plus de 1000
114-219	0,80	1,10	1,40	1,70	2,00
Plus de 219	0,50	0,80	1,10	1,30	1,50

Si les normes mentionnées sont dépassées, l'étanchéité du tubage doit être améliorée et de nouveau contrôlée.

Avant de passer aux travaux de cuvelage, le géologue, conjointement avec l'ingénieur chargé du forage, explique à l'équipe attelée au forage les particularités de cuvelage et de l'échantillonnage du puits creusé, fixe les intervalles des travaux, la durée du lavage, les paramètres de la boue de forage. Des échantillons sont prélevés à chaque livraison de ciment et envoyés au laboratoire pour étude. Les conclusions sur les essais de qualité des ciments doivent parvenir au chantier pas plus tard que 24 h avant le bouchage du forage.

Le tubage, avant la descente dans le puits, est minutieusement mesuré et marqué. On signale tout particulièrement les tubes sur lesquels on fixe le sabot et la bague d'arrêt.

Au cours du bouchage on prend 3 à 4 échantillons de boue de forage d'un volume d'au moins de 0,5 *l*, après consolidation de ces échantillons on établit les délais de prise du ciment.

Après le délai de prise du ciment, vérifié sur l'état d'échantillons de mortier de ciment pris au cours du bouchage, la pression dans le tubage est abaissée au moyen du tube de dérivation et on détermine la hauteur de montée de l'anneau de ciment dans l'espace annulaire entre le tubage et les parois. Dans les obligations du géologue entrent la vérification de la qualité des mesures géophysiques, la mesure du câble de carottage et l'abattage du front d'attaque artificiel et de la tête de l'anneau de ciment dans l'espace entre le tubage et les parois.

§ 2. Documentation des forages

L'exécution de forage comporte une série de travaux. Les principaux sont le montage de l'installation de surface, le forage, le cuvelage, l'échantillonnage et la mise en exploitation, la conservation ou la liquidation selon les résultats obtenus. Ces travaux sont étayés par des documents. Les documents sont établis et régularisés par différents spécialistes : géologues, géophysiciens, arpenteurs de mines. La liste des documents est grande et on les range par groupes.

1. Les documents précédant le forage du puits : ordre de rapporter le point d'implantation du puits du plan de prévisions des sondages

sur le terrain; procès-verbal de mise en chantier du puits; procès-verbal fixant le point de forage du puits; procès-verbal d'achèvement des travaux de montage et de préparation au forage du puits; ordre écrit des travaux géologiques et techniques.

2. Documents établis au cours du forage du puits: procès-verbal de mise en œuvre du forage; procès-verbal de mesure de contrôle de l'outil de forage sur le puits; cahier de contrôle de bord du puits; rapport journalier du maître de forage; procès-verbaux d'accidents mécaniques survenus au cours du forage, et de leurs liquidations; plan de descente et de cimentation des tubages; procès-verbaux de descente et de cimentation des tubages; d'essai sous pression de la colonne de tubage; d'établissement du bouchon de ciment; de test pour les tiges au cours du forage; cahier de mesures des paramètres de la boue de forage; procès-verbal d'exécution du forage; cahier de contrôle géologique.

3. Documents d'échantillonnage et d'essai du puits: procès-verbaux de mesure de la distance du raccord de tubes à l'arbre de la table de rotation; de l'équipement de la tête du puits; de la descente du tubing (colonne de production); du début d'essai de l'horizon; d'essai de la couche à l'écoulement d'huile (d'eau); d'investigation de l'horizon gazéifère; de fin des essais de l'intervalle; cahier de contrôle de l'échantillonnage du puits; procès-verbaux d'examen du puits à liquider; de conservation et de liquidation du puits; livret matricule du puits.

Les principaux documents d'implantation du puits sont le procès-verbal d'implantation et l'ordre écrit des travaux géologiques et techniques. Après l'homologation de ces documents par des instances supérieures, le géologue de prospection rapporte le point projeté sur le terrain et le transmet aux représentants de l'entreprise chargée du forage et du montage du derrick, transmission que sanctionne un procès-verbal.

L'ordre écrit des travaux géologiques et techniques est établi sur la base d'une coupe normale des dépôts et d'essai de travail aux puits voisins. On y enregistre le numéro du puits, l'objectif du forage, l'horizon de projet et la profondeur à atteindre, la vitesse de l'avancement et les principales données sur l'outillage utilisé.

L'ordre écrit des travaux géologiques et techniques est affiché au puits de forage en un endroit visible. Avant d'entreprendre les travaux de forage, on réunit en conférence l'équipe chargée du forage où assistent le géologue, le foreur, l'ingénieur-économiste (agent d'étude du travail). Le géologue informe l'équipe des objectifs et des problèmes du forage, de sa coupe de projet et du contenu général de l'ordre écrit des travaux géologiques et techniques. L'attention de l'équipe est attirée sur les mesures de sécurité et de protection du sous-sol et des biens naturels. La conférence de mise en marche s'achève par l'établissement d'un protocole rangé dans le dossier du puits.

Une fois les travaux de forage commencés, on affiche à côté de l'ordre écrit des travaux géologiques et techniques, le graphique du

carottage mécanique qui est tenu à jour par le maître de forage. On y inscrit la vitesse mécanique de l'avancement, le nombre de tours de la table de rotation, la charge sur l'axe et la qualité des boues de forage.

En confrontant les données du graphique de carottage mécanique avec celles de la coupe de l'ordre écrit des travaux géologiques et techniques, le géologue, ainsi que le foreur peuvent contrôler chaque jour l'exécution du forage en apportant des corrections et en améliorant le processus de forage.

La tenue régulière de la documentation permet d'obtenir l'information correcte sur l'architecture géologique de l'aire prospectée et de dégager tous les horizons perspectifs; aussi le géologue est-il obligé de contrôler la régularité et l'établissement, en temps opportun, de tous les documents mentionnés.

§ 3. Contrôle géologique du forage

Au cours du forage du puits le géologue est chargé de contrôler la prise de carottes et de sédiments de forage, d'étudier et de décrire les échantillons de terrains prélevés, de veiller à la vitesse de l'avancement et à la forabilité des roches, ainsi que de surveiller les chutes d'outil, l'absorption du liquide de curage et les variations des boues de forage.

La *caractéristique la plus complète de la coupe* et de sa saturation en pétrole et en gaz est obtenue par *prise continue de carottes de forage.* Mais la prise complète de carottes n'est prévue que pour des puits d'information géologique. Dans les puits paramétriques la prise de carottes n'est prévue que par intervalles se montant à 20 % de la profondeur; dans les puits de reconnaissance, la prise de carottes ne concerne habituellement que 10-12 % du métrage foré.

Il est nécessaire de noter que les entraînements de carottes atteignent en moyenne 40-50 % des intervalles de forage avec prise de carottes, mais dans les terrains terrigènes meubles, surtout dans les grès productifs, la remontée de débris s'abaisse à 5-10 % ; l'élévation de la remontée des débris jusqu'à 60-80 % est atteinte dans les roches compactes, le plus souvent carbonifères. Avec la prise de carottes avec un double train de tiges à couronne en carbure de tungstène ou à diamant la remontée d'échantillons de 65-70 mm de diamètre dépasse 90 % de l'intervalle foré.

Pour une étude plus détaillée des terrains présentant des perspectives, la prise de carottes est réalisée dans les puits différents avec des espacements variés dans la coupe, permettant ainsi pour un pourcentage relativement faible de prise de carottes dans le puits d'acquérir une information sur toute l'assise productive. Dans les puits périfériques les carottes sont prises dans les limites de la série pétrolifère et gazéifère comprenant les couches productives.

Avant la prise de carottes de l'intervalle défini par l'ordre écrit des travaux géologiques et techniques, il est recommandé de procéder

à des mesures de contrôles de l'instrument pour rattacher avec plus de précision la carotte choisie aux niveaux du puits.

L'échantillon est extrait du carottier en se conformant aux règles de sécurité garantissant sa conservation. L'échantillon extrait du carottier est séparé de boues de forage puis placé étroitement dans un caisson spécial. Il faut dans ce cas veiller rigoureusement à la succession et à l'orientation des fragments de l'échantillon. Un échantillon meuble et friable, surtout avec faune, doit au préalable être enveloppé dans du papier propre en entourant chaque fragment d'ouate. Les petits débris d'échantillon sont versés dans des sachets ou enveloppés dans du papier fort puis rangés dans l'ordre exigé. L'échantillon emballé dans le caisson est muni d'une étiquette faite en deux exemplaires, chacune enveloppée dans du papier fort et placée à l'avant et à l'arrière de l'échantillon retiré. Les inscriptions sur l'étiquette sont faites au crayon à mine tendre. Si dans l'intervalle fixé on n'a pas retiré d'échantillon, on place néanmoins dans le caisson une étiquette où est indiqué l'intervalle de non-remontée de débris.

En cas d'une image insuffisante de la coupe par la carotte, on procède à des prises complémentaires d'échantillons de terrains par un carottier latéral ou en perçant les parois du puits dans tout intervalle foré de la coupe.

La carotte retirée est étudiée en détail et est décrite, on en démèle les échantillons qu'on munit d'étiquettes séparées. Les échantillons cylindriques de 10 cm de longueur et d'un diamètre non inférieur à 40 mm sont utilisés à la détermination de la porosité et de la perméabilité. Les échantillons envoyés au laboratoire pour l'étude de la teneur en huile et en eau sont paraffinés (enveloppés de gaz et immergés plusieurs fois dans de la paraffine fondue après qu'elle ait durci). Le paraffinage des carottes s'effectue aussitôt cette dernière retirée. Les échantillons paraffinés sont placés dans des boîtes métalliques que des couvercles ferment hermétiquement ou dans des sachets en caoutchouc. Les échantillons placés dans des boîtes sont embalés dans du papier velours, l'ouate, etc. La partie restante de la carotte, après le choix d'échantillons, est stockée dans un dépôt à carottes où elle est conservée en caisses sur des rayonnages.

L'étude des carottes fournit des données sur la nature lithologique des roches, sur leur stratigraphie, les aptitudes des roches à servir de réservoirs, la présence d'indices de pétrole et de gaz, les particularités structurales des roches et les éléments de leur disposition.

La présence d'indices de pétrole et de gaz dans les carottes s'établit au puits de manœuvre sur des échantillons frais et des surfaces de rupture, ensuite, avec plus de détails, au laboratoire. L'étude détaillée de la carotte s'accompagne de l'extraction à l'essence ; pour ce faire, on broie l'échantillon qui est ensuite placé dans l'éprouvette et noyé dans de l'essence pure. Après agitation, on laisse l'éprouvette reposer quelques minutes. La coloration de l'essence en jaune est une indication de la présence d'huile dans l'échantillon. L'indice d'huile s'é-

tablit de façon plus précise avec des solvants forts, par exemple, avec du chloroforme. Après traitement par ces solvants de l'échantillon de roche et filtrage du liquide, on observe sur la crépine une bande brune.

Au laboratoire, on utilise l'analyse par fluorescence qui permet de déceler dans la carotte des infimes fractions de bitume.

La composition lithologique des terrains est déterminée visuellement. Pour les argiles, on note la couleur, le litage, la nature arénacée, la densité, la viscosité, l'onctuosité, la teneur en carbonates et autres propriétés. Pour les sables et les grès, la dimension des grains, l'homogénéité, l'émoussé, la composition granulométrique, l'absence ou la présence de ciment et sa caractéristique, l'addition de grains d'autres roches, la nature argilifère, carbonatée.

Pour les roches carbonatées, on note leur composition : la fraction de calcaires, de dolomies et de marnes est déterminée à vue et suivant la réaction à l'acide chlorhydrique dilué dont l'action sur la roche se manifeste par un bruit d'intensité variée : le calcaire est en effervescence sauvage, tandis que la dolomie ne fait que bouilleter en poudre.

Dans l'alternance des roches on note la nature des lits, leur épaisseur, en prêtant une attention particulière aux strates sableuses quand sont investigués les horizons productifs.

L'appartenance stratigraphique des roches est établie d'après la faune dominante ou d'après les indices externes caractéristiques des horizons stratigraphiques.

L'insuffisante information sur la coupe obtenue au moyen de carottes peut être complétée par la *récolte et l'étude des déblais de forage*. Dans les puits d'information géologique, paramétriques et de reconnaissance les déblais de forage sont étudiés le long de toute la coupe. Les déblais sont constitués de débris de roches remontés à la surface avec les boues de forage.

Les échantillons de déblais sont pris à des intervalles égaux dont la grandeur varie en fonction de la nature de la coupe, ainsi que de sa saturation possible en pétrole et en gaz. Avec le forage dans des terrains homogènes les déblais sont échantillonnés tous les 5-10 m. En cas d'alternance fréquente des couches ou de signes de présence d'horizon pétrolifère et gazéifère, l'intervalle d'échantillonnage se rétrécit jusqu'à 1-2 m.

Avec l'apparition dans les déblais de forage de débris de roches pétrolifères et gazéifères il faut aussitôt pratiquer un carottage, même si la profondeur de descente de la tête du carottier ne se conforme pas aux indications de l'ordre écrit des travaux géologiques et techniques.

La *prise en compte de la vitesse d'avancement* permet de dégager dans la coupe les roches de dureté différente et, partant, de composition lithologique variée. D'après les données des mesures de la vitesse d'avancement on construit un graphique en ordonnée duquel on porte les profondeurs à l'échelle et en abscisse le temps en heures dé-

pensé par mètre ou le nombre de mètres parcourus en une heure. On obtient ainsi une courbe reflétant les intervalles des roches fracturées dures et meubles. En guise d'exemple on peut donner la courbe du carottage mécanique de la fig. 39 où figurent également les données des carottages radioactif et électrique.

Les *chutes d'outil* établissent l'existence de cavernes et autres vides ; la *perte de boue* est habituellement liée à des roches très caver-

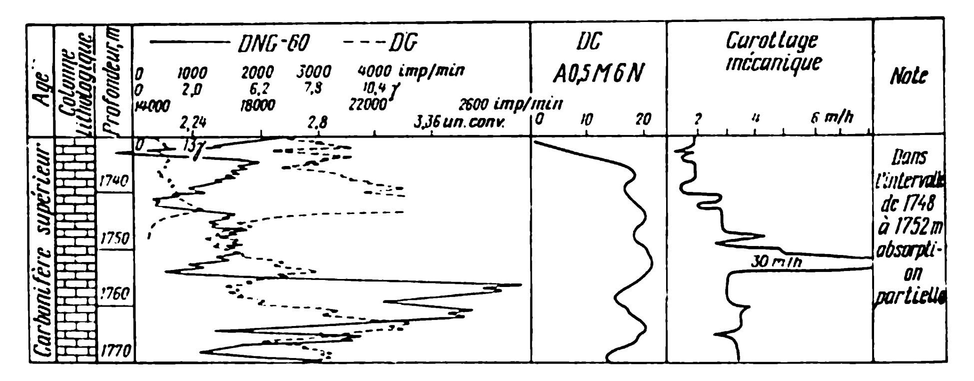


Fig. 39. Exemple de séparation d'un réservoir karstique par le carottage mécanique

neuses et fracturées, mais s'observe également dans des roches-magasins terrigènes, quand les pressions de gisement sont basses.

De la qualité de la *boue de forage* dépend le succès du forage ainsi que de l'échantillonnage subséquent et des investigations du puits. Aussi au choix et à la préparation du solvant ainsi qu'au contrôle de sa qualité doivent prêter une attention particulière non seulement les spécialistes du forage mais également le personnel du service géologique. Le contrôle de variations des paramètres des boues de forage est effectué chaque jour et dans des cas particulièrement importants à chaque relève d'équipe.

Les principaux paramètres déterminant la qualité de la boue de forage sont la densité, la viscosité, le rendement d'eau (capacité des boues de rendre l'eau aux milieux poreux), l'épaisseur de la croûte argileuse, la contrainte statique de traction, la teneur en fragments durs, en gaz et en sels (minéralisation).

Les paramètres des boues de forage sont établis en fonction de la spécificité de la coupe géologique, de la profondeur du puits, de l'éventuelle productivité des horizons, de la pression du gisement, de la température et autres facteurs. Dans nombre de régions pétrolières de l'Union Soviétique, en implantant un forage dans des conditions normales (simples), on utilise des boues aux paramètres suivants: viscosité d'après le viscosimètre de terrain standard 25-30 st, contrainte statique de traction après une minute pas plus de 50 kgf/cm^2;

rendement d'eau pas plus de 25 cm^3 par 30 min, teneur en sable 1-2 % (pas plus de 4 %).

Avec l'implantation du forage dans des conditions complexes les paramètres des boues se modifient dans le sens d'exagération d'aptitudes opposant des barrières à d'éventuelles complications ou les supprimant dès le début.

Pour lutter contre les pertes de boue, cette dernière doit avoir une densité minimale tout en conservant la viscosité nécessaire et la contrainte de traction originelle. En cas d'éboulement des parois du puits ou d'indices de pétrole et de gaz, la densité des boues est accrue jusqu'à 2200-2400 kg/cm^3. Les variations des paramètres de la boue sont réalisées au moyen du traitement par des agents chimiques (carbonate d'alcali, sulfate d'alcali, etc.) et par addition d'alourdissants (baryte, hématite, magnétite, etc.). Pour abaisser la viscosité des boues, des possibilités s'offrent avec l'emploi des produits de transformation de la lignine (nitrolignine, sounil, iguétan). Actuellement, c'est un rebut de fabrication de la pâte à papier.

Le contrôle des variations des boues de forage (saturation en huile, dégazage, dilution) permet de prévoir l'ouverture des horizons pétrolifères, gazéifères ou aquifères très productifs.

§ 4. Investigations géophysiques de chantier

Les investigations géophysiques de chantier sont menées dans le but d'étude de la coupe géologique, de détermination de la disposition dans l'espace des trous de sondages et de contrôle de leur état technique.

L'étude de la coupe géologique est un des objectifs essentiels de la géophysique de chantier; elle consiste dans l'appréciation des propriétés physiques des terrains traversés par le sondage. Pour ce faire, on mesure le long du trou de sondage les caractéristiques physiques des couches qui, par leurs relations avec les propriétés géologiques de ces dernières, permettent de se faire une image de la coupe géologique.

Les modes d'étude les plus courants sont le carottage électrique et le carottage radioactif.

Le carottage électrique se fonde sur l'étude de la résistivité apparente des roches traversées et des potentiels du champ électrique propre le long du trou de sondage.

La résistivité apparente des roches varie dans de très larges limites, de fractions à des centaines de mille ohmmètres.

La grandeur de la résistivité apparente (ρ_a) est fonction de la résistance et de l'épaisseur de la couche que traverse la sonde, de la résistance des boues de forage, du diamètre du trou de forage, de la zone de pénétration du filtrat des boues de forage, du diamètre de la zone concernée, ainsi que de la disposition réciproque des électrodes de la sonde (c'est-à-dire du type de sonde) et de la distance qui les sépare (dimension de la sonde).

La détermination des valeurs de la polarisation spontanée lors du carottage électrique est effectuée parallèlement avec l'enregistrement de la résistivité. Le champ électrique propre se fait apparaître dans le puits grâce à l'action des boues de forage sur les roches composant les parois du puits. Il existe deux sortes de sondes électriques: les sondes latérales et les sondes normales.

Pour déterminer la vraie résistivité des couches et apprécier la profondeur de pénétration en leur sein du filtrat de boue, on met en œuvre la diagraphie électrique latérale. La diagraphie électrique latérale se réduit à la mesure des résistivités apparentes le long du trou de sondage avec des sondes aux dimensions variées.

Sur la fig. 40 on a donné un exemple de découpage de la coupe d'un sondage avec dégagement des horizons productifs d'après le diagramme de carottage électrique conventionnel (standard).

Fig. 40. Exemple de coupe d'un puits, établie sur la base d'un diagramme de carottage standard

1 — argile; 2 — calcaire; 3 — grès pétrolifère; 4 — grès aquifère

Parmi les méthodes radioactives, les méthodes les plus utilisées sont la diagraphie aux rayons gamma et la diagraphie neutron-gamma.

Le carottage aux rayons gamma s'appuie sur l'investigation des roches au moyen des mesures de la radioactivité naturelle engendrée par la désintégration d'éléments radioactifs disséminés dans les roches.

Une radioactivité intense est propre aux argiles et aux dépôts argileux. La radioactivité des sables, des grès, des dolomies et des calcaires est beaucoup moins intense. Elle est encore plus faible pour les gypses, le sel gemme, les houilles fossiles et l'anhydrite.

La diagraphie neutron-gamma se base sur la mesure du rayonnement γ secondaire engendré dans les roches par suite de la capture de

neutrons, émis par une source, par des noyaux d'éléments composant la roche.

Toutes les roches sédimentaires peuvent être rangées, d'après leurs propriétés neutroniques, en roches à hydrogène et en roches démunies d'hydrogène.

L'avantage essentiel des méthodes de carottage radioactif est la possibilité de procéder à l'étude des puits tubés.

La *méthode des microsondes* permet d'effectuer un découpage détaillé de la coupe composée de multiples strates minces, d'y dégager les couches magasins et d'apprécier leur porosité.

Le *carottage latéral* est une variante de carottage électrique se basant sur la méthode de résistivité. Grâce à une disposition appropriée des électrodes, le rôle de l'épaisseur limitée de la couche et celui du diamètre du trou se voient réduits au minimum. Le carottage latéral permet ainsi de dégager dans la coupe des sondages des strates très minces et d'estimer leur résistivité.

La *diagraphie par induction* est utilisée pour l'investigation des puits non chemisés, remplis de boue non conductrice (à base d'huile) ou des puits secs.

La *thermométrie des puits* est principalement appliquée à l'étude du gradient géothermique dans des puits à régime thermique stabilisé (provisoirement fermé) ainsi qu'à l'établissement des anomalies de température dues à des infiltrations de pétrole et de gaz dans le puits.

La *diagraphie magnétique* permet de fixer l'intensité des champs magnétiques naturel ou artificiel au sein d'un puits, la grandeur de ces champs étant fonction de la susceptibilité magnétique des roches encaissantes. Cette méthode facilite la confrontation des coupes de sondage et aide à préciser la caractéristique lithologique et pétrographique des roches traversées.

Les *méthodes acoustiques* s'appuient sur l'étude des propriétés élastiques des roches et sont appliquées en deux variantes: a) pour l'observation dans les puits de la propagation des ondes élastiques; b) pour l'étude de l'aptitude des roches à absorber les oscillations élastiques. Ces méthodes permettent de préciser la composition lithologique des roches de la coupe en vue de leur corrélation, de l'estimation de la porosité et de la nature de saturation des roches-magasins. La seconde variante de la méthode (concernant l'absorption d'oscillations élastiques) est également appliquée à un contrôle de la qualité de cimentation d'un puits de forage.

Le complexe le plus complet d'investigations géophysiques de chantier doit être mis en œuvre lors des sondages d'information, paramétriques et de reconnaissance. Dans les sondages d'exploration, on peut s'abstenir de certaines investigations géologiques de chantier.

Les investigations géophysiques détaillées sont menées pour des séries pétrolifères et gazéifères. Pour les étudier, on met en œuvre le complexe le plus complet, établi pour la région concernée, le tracé étant fait à l'échelle des profondeurs 1 : 200 (le trou du puits étant

étudié à 1 : 500). Généralement, les investigations géophysiques sont menées au sein du puits par intervalle, à mesure de l'avancement du forage.

La détection d'hydrocarbures gazeux est généralement incluse dans l'ensemble du complexe d'investigations géophysiques. La détection d'hydrocarbures gazeux dans des boues de forage permet au cours du forage de conclure préalablement à la présence de couches de gaz ou d'huile dans la coupe ouverte.

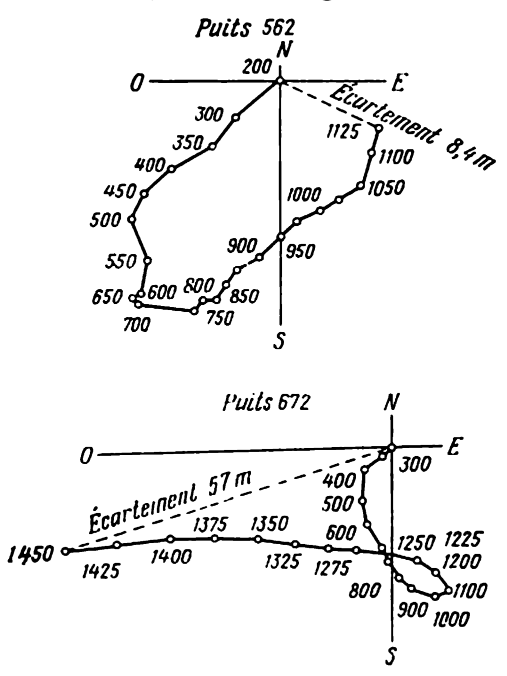


Fig. 41. Diagrammes d'inclinaison

Avec le forage vertical, la détermination *de la position spatiale du trou de puits* et des points caractéristiques de la coupe ne présente pas de difficultés. La position en plan de tous les points mentionnés est déterminée par la position planimétrique de la tête du puits, tandis que la position du point sur la verticale l'est par la cote de profondeur de ce dernier.

En cas de déviation du puits, la détermination de la position spatiale des points caractéristiques exige des mesures complémentaires, appelées mensurations inclinométriques. Pour ce faire, le trou du puits est divisé en intervalles de mensurations inclinométriques. Aux points qui les séparent on mesure l'angle d'écart du trou du puits de la verticale θ (angle zénital) et l'azimut de la direction de la déviation α. On choisit les intervalles en fonction de la déviation du puits. Avec des déviations de 10° au plus les intervalles sont de l'ordre de 20-50 m, pour des déviations beaucoup plus grandes, ils se rétrécissent jusqu'à 5-10 m. Les mesures des angles zénital et d'azimut de la déviation s'effectuent à l'aide d'un inclinomètre. En Union Soviétique, on utilise des inclinomètres de différents types. Dans des puits tubés, la direction des déviations est déterminée au moyen d'inclinomètres gyroscopiques.

La position planimétrique des points du trou de forage est établie d'après le diagramme d'inclinaison qui est la projection du trou de forage sur le plan horizontal. Sur la fig. 41 on a représenté différents diagrammes d'inclinaison.

Le calcul des ordonnées (de la composante verticale) de tout point

s'effectue en introduisant des corrections à la déviation du puits suivant des tables correspondantes. Si la déviation du puits est très forte, on procède au calcul de la composante verticale pour chaque intervalle, au lieu d'effectuer des corrections à la déviation.

Etat technique du puits. Il est caractérisé par le diamètre réel du puits dans différentes tranches du trou de forage, la qualité de cimentation du tubage, les possibles détériorations du tubage.

Au cours du forage d'un puits son diamètre peut s'écarter des dimensions nominales (de la dimension du trépan). Le diamètre du puits est mesuré au moyen d'un diamétreur. D'après les résultats de ces mesures on trace le diagramme de diamétreur. A la traversée des grès compacts, des calcaires et des dolomies le diamètre se rapproche du nominal. Dans les terrains creusés par les boues de forage, s'effritant, se dissolvant, dans les sables boulants, les calcaires et les dolomies caverneux on observe des accroissements du diamètre. Avec la traversée des grès, des calcaires et des dolomies, stables mais perméables, le diamètre diminue par suite de la formation d'une croûte argileuse.

La hauteur de montée du ciment dans l'espace annulaire entre le tubage et les parois est fixée par l'indicateur radial de l'épaisseur du ciment ou la thermométrie. Les secteurs de mauvaise cimentation sont détectés par la méthode gamma-gamma ou par la méthode acoustique.

Les défauts dans le tubage, après son cimentation (présence de déchirures, etc.), sont mis en évidence par la thermométrie et injection d'isotopes radioactifs. A l'endroit de la fuite du tubage la thermométrie peut déceler une brusque élévation de température, tandis que les isotopes injectés indiqueront par l'apparition d'anomalies radioactives l'endroit par lequel la boue fuit dans l'espace entre le tubage et les parois. Tous les travaux mentionnés sont effectués avec le concours du représentant du service géologique qui compose d'après ces données l'information sur l'état technique du trou de forage : sa déviation, la position de fait du front de sondage, les écarts entre les terrains caverneux, le rétrécissement du diamètre, etc.

§ 5. Echantillonnage des couches pétrolifères, gazéifères et aquifères

L'échantillonnage des couches est effectué dans des puits d'information, de reconnaissance et d'exploration et, quelquefois, dans des puits structuraux et paramétriques. Au cours d'échantillonnage on retire des puits du liquide ou du gaz et on apprécie leur qualité et leur quantité.

Le choix d'objet d'échantillonnage se fait sur la base de tout le complexe de données géologiques et géophysiques récoltées sur le puits concerné ainsi que sur les autres puits de l'aire et de la région. Et ceci, en tenant compte des zones d'absorption des boues, des chutes d'outil de forage, des manifestations d'huile, de gaz et d'eau.

La prise en compte de l'absorption des boues et des chutes d'outil est particulièrement importante pour l'échantillonnage des roches-magasins carbonatées.

L'échantillonnage s'effectue aussi bien en cours de forage qu'après l'équipement de son front. Actuellement, au cours du forage, on utilise deux procédés d'échantillonnage des couches: par des testers de formation à packers (fig. 42) sur les tiges de forage et sur les câbles de diagraphie. En Union Soviétique il existe un grand nombre de testers de formation. Les testers de formation permettent l'échantillonnage de la couche à travers les tiges de forage dans un puits non immobilisé. Le tester permet d'isoler la couche du trou de forage et provoque une baisse brusque de la pression sur la couche, assurant ainsi la montée du liquide. La qualité de l'échantillonnage au moyen du tester dépend beaucoup de la lithologie de la coupe. Dans la partie terrigène de la couche le tester fournit des résultats moins sûrs que dans les roches carbonatées.

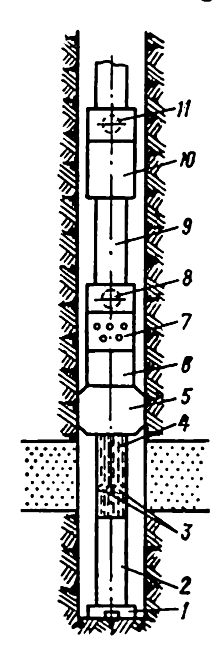


Fig. 42. Disposition du tester de formation au sein d'un puits

1 — tampon; *2* et *9* — tiges de forage; *3* — manomètres; *4* — filtre; *5* — packer; *6* — coulisse; *7* et *10* — ensembles de valves inférieure et supérieure; *8* — raccord avec manomètre; *11* — second raccord avec manomètre

L'échantillonnage par tester de formation sur le câble de diagraphie, par exemple au moyen de bouteilles spéciales, permet de rattacher avec précision l'échantillon à la coupe, car il est conduit aussitôt après le carottage électrique.

Les résultats d'échantillonnage des puits chemisés de tubes étanches à l'eau sont fortement influencés par les conditions d'ouverture de la couche au cours du forage, la qualité de la cimentation, le mode de perforation du tubage, le procédé de stimulation ou de provocation de la montée du liquide dans le puits, les techniques de préparation de la zone voisine du fond du puits.

Avec l'ouverture de la couche, en maintes occasions il est possible que dans la zone voisine du fond du puits les propriétés des roches-magasins s'avèrent inférieures du fait de l'action sur ces dernières du liquide de curage. Dans un gisement à basse pression la boue de forage est absorbée, ce qui conduit à l'invasion des pores de la couche par cette dernière. Dans les roches-magasins à grande teneur en matériaux argileux la détérioration de la caractéristique de réservoir peut résulter du gonflement des particules argileuses par l'eau filtrée des boues.

Pour obtenir avec l'échantillonnage des résultats sûrs, il est

nécessaire d'utiliser des boues de forage de haute qualité à filtrage minimal et aux additions abaissant la tension superficielle de l'eau.

Une cimentation sûre du tubage garantit un échantillonnage de qualité de chaque couche. Tous les essais de couches sont réalisés suivant un plan où il est fixé l'ordre d'opérations et les principales particularités techniques des travaux programmés.

Pour la *perforation du tubage* au cas d'une cimentation continue, on utilise des perforateurs à balles de construction variée ou on procède par torpillage des tubages et par décapage au jet de sable. Actuellement, le mode de perforation le plus employé est celui effectué par charges creuses.

La densité de trous perforés par charges creuses est fonction de la nature de la roche-magasin. Dans des couches bien perméables et meubles on perfore 4-6 trous par 1 mètre d'intervalle de perforation. Dans des roches-magasins hétérogènes, la densité est élevée jusqu'à 20-40 trous et même 60-80 trous par 1 m.

Le torpillage s'effectue au moyen du perforateur de Kolodiajnov qui perce 4-8 trous par 1 m d'intervalle de perforation. Quelquefois le torpillage est utilisé pour la destruction complète du tubage.

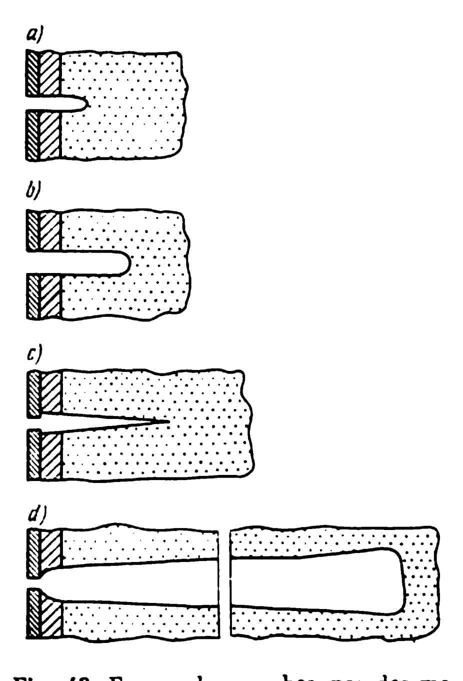


Fig. 43. Forage des couches par des modes de perforation variés

a — par perforateur à balles; — par torpillage; *c* — par charges creuses; *d* — par jet d'eau chargé de sable

La perforation par jet de sable se base sur la capacité du jet liquide chargé de sable de percer le tubage et la roche qui se trouve derrière s'il est projeté sous une grande pression. En un temps très bref le jet liquide chargé de sable produit dans la chemise métallique une ouverture et creuse un canal dans l'anneau de ciment et dans la roche. L'efficacité de l'ouverture de la couche suivant la méthode utilisée est illustrée sur la fig. 43.

L'erreur sur la détermination de la profondeur de perforation ne doit pas dépasser 1 m jusqu'à 2000 m et 1,5 m à des plus grandes profondeurs. Pour augmenter la certitude de détermination de la position de l'horizon productif, on se sert de la « méthode des repères radioactifs ». Elle consiste à tirer, au cours du carottage, un coup de feu avec une balle contenant des substances radioactives d'une distan-

ce de 30-70 m de l'objet à perforer. Le point d'impact est fixé sur un diagramme. Avant de procéder à la perforation par la méthode de diagraphie gamma on détermine la position de la balle radioactive et on fait une encoche spéciale sur le câble. Le calcul subséquent de la profondeur de perforation s'effectue à partir de cette encoche, ce qui garantit l'impact dans la couche avec un écart de 10-20 cm à la profondeur allant jusqu'à 3500 m.

Avant la perforation, la tête du puits doit être munie d'un obturateur, et le puits essayé sous pression dépassant la pression maximale attendue au sein du gisement de près de 20 %.

La *stimulation du puits*, autrement dit de la venue du liquide de la couche, s'effectue de façons variées suivant la nature de la roche-magasin, du régime du gisement et de la grandeur de la pression dans la couche.

Pour une grande pression de gisement, la venue du liquide ou du gaz est provoquée par abaissement de la pression sur le fond du puits en remplassant la colonne de boue par celle de l'eau ou de l'huile.

Si le remplacement de la boue par de l'eau ou de l'huile est inefficace, le niveau est abaissé au moyen d'une curette, d'un swab (piston de curage) ou d'un compresseur. Le moyen le plus efficace est la technique par compresseur qui, en un temps très court, abaisse fortement le niveau.

Au cours des prospections détaillées, le traitement de *la zone voisine du fond du puits* est entrepris au cas où les venues de liquide et de gaz ne s'observent pas des horizons supposés productifs ou aquifères.

Avec la fracturation hydraulique sous l'action d'une pression proche de celle des couches sus-jacentes ou la dépassant, des cassures se forment qui sont colmatées par des sables quartzeux triés ou un matériau grenu artificiel. Dans les puits de reconnaissance et d'exploration la fracturation hydraulique est provoquée, si nécessaire, par intervalle pour chaque couche testée. Le recours à la fracturation hydraulique augmente grandement le rendement de l'exploration, surtout des gisements des roches-magasins très peu perméables.

L'acidification des puits s'appuie sur l'aptitude de l'acide chlorhydrique de dissoudre les roches carbonatées; aussi l'emploie-t-on pour obtenir des venues de liquide (de gaz) vers le front de forage ou augmenter leur intensité. En dissolvant les roches carbonatées, l'acide creuse des cavernes, élargit des canaux conduisant le liquide ou le gaz au puits et, partant, augmente de beaucoup les venues de liquide ou de gaz.

L'action thermochimique des gaz d'explosion de la poudre devant une couche est due à la dilatation des gaz de combustion de la poudre et à l'élévation de la température dans la zone d'explosion.

L'action sur des couches par la méthode des pressions alternatives s'effectue par de brusques et multiples bourrages avec un élément packer en caoutchouc. Il s'ensuit que dans la partie voisine du front de la couche se produit un coup de bélier d'une intensité de près de

100 kgf/cm². De tels chocs, suivis de levées instantanées de tension après décollement du packer, permettent d'obtenir une chute de pression sur la couche de près de 150-200 kgf/cm². Cette méthode d'action sur la zone voisine du front d'attaque est appliquée séparément et conjointement aux traitements par des acides.

L'échantillonnage de couches dans les puits de reconnaissance et d'exploration est fait successivement de bas en haut avec établissement de bouchons de ciment après chaque essai qui s'est terminé par la venue de liquide ou de gaz. L'utilisation de testers de formation dans des puits tubés permet de tester rapidement un grand nombre d'horizons sans bouchons de ciment. Les bouchons ne sont utilisés que dans le cas où il est nécessaire de protéger les ressources du sous-sol.

La prise d'échantillons est effectuée une fois le puits est rempli de boue à même composition le long de tout le trou. Pour ce faire, on utilise en U.R.S.S. l'appareil de Iakovlev avec petites curettes ou un échantillonneur de fond. L'échantillon est pris dans l'intervalle de perforation ou plus haut, mais à une distance ne dépassant pas 10-15 m.

La quantité d'eau prélevée est fonction de la concentration de sels qui y sont dissous. Pour une analyse complète d'une eau faiblement minéralisée, il suffit de 2-3 l ; pour le dosage de K, Br, I, Ba, Sr, Zi et autres éléments, il faut jusqu'à 20 l d'eau. Les eaux à hydrogène sulfuré doivent être conservées avec du chloroforme (1-2 cm³ par litre d'eau).

En cas de prélèvement d'échantillons avec une curette, parallèlement avec prise d'eau, on détermine le pH, tous les composants volatils et s'oxydant rapidement (H_2S, NO_2, Fe), de même que la radioactivité. La quantité prélevée de gaz ne doit pas être inférieure à 1 l.

Pour la détermination des propriétés des huiles dans les conditions des gisements, les prélèvements se font au moyen d'un échantillonneur de fond. Avec la prise d'échantillons de pétrole on doit prendre en considération les objectifs de l'analyse. Pour l'analyse élémentaire et la distillation fractionnée dans les conditions de laboratoire le volume de l'échantillon prélevé ne doit pas être inférieur à 3 l. Pour l'analyse technique, le prélèvement de l'échantillon se fait une fois établis les débits d'huile et la valeur commerciale de l'horizon ; le poids de l'échantillon est d'environ 50 kg.

Le géologue participe directement aux travaux d'ouverture des couches productives et de stimulation des puits. Il donne un ordre à l'équipe géophysique de chantier de procéder à la perforation où sont indiqués les intervalles de tir et la quantité totale de trous, la profondeur et l'installation du puits, la préparation du puits de manœuvre et la date de l'afflux. Au cours des travaux de perforation on effectue, en présence du géologue, des mensurations du câble et on vérifie une descente correcte des perforateurs à la profondeur voulue. On contrôle minutieusement la position du niveau de liquide

dans le tubage (sa chute ou déversement du liquide, l'apparition du film d'huile, des bulles de gaz, etc.). En cas de débordement accru du liquide du puits ou de l'apparition à la surface des films d'huile ou des bulles de gaz, alors, nonobstant le nombre de trous perforés, il est nécessaire de cesser immédiatement les travaux de perforation et d'actionner l'obturateur de sécurité.

La stimulation de l'afflux de la couche vers le puits doit être soumise à un contrôle particulièrement minutieux de la part du géologue. On contrôle tout d'abord les mensurations du tubing et la régularité du montage des tubes avec leurs orifices de balayage intermédiaires à des profondeurs données.

Au cours du soufflage, le géologue fixe la pression du compresseur et du dispositif tampon, la durée du soufflage, la conduite du puits — la première venue d'huile, de gaz ou d'eau de gisement. Avec le pistonnage, on mesure le nombre de passes et la quantité de liquide pompé, l'enfoncement du piston sous le niveau et son état à chaque passe. Il est particulièrement recommandé de surveiller les variations du niveau et les venues de liquide des couches.

Avec le jaillissement d'huile ou de gaz les travaux de stimulation sont interrompus et la vanne de sécurité se ferme. L'orifice externe est coiffé d'un arbre de Noël, d'une robinetterie; après quoi la vanne est recouverte et l'écoulement se poursuit jusqu'à une libération complète du trou de forage du liquide technique.

Avec l'échantillonnage dans un trou ouvert au moyen d'un tester de formation, le géologue détermine la profondeur de la mise en place des packers (d'après le diagramme de diamétreur) et, conjointement à l'ingénieur de forage, la structure de la partie inférieure du tubage. On contrôle le montage du tester, on décharge le tubage et on ouvre le tester de formation. Avec la montée du tester, il est nécessaire de déterminer la qualité et la quantité du liquide ayant pénétré dans le tubage, de déterminer les teneurs réciproques d'huile, de gaz et de boue dans ce liquide et de procéder à l'échantillonnage.

§ 6. Investigations de couches productives

Les études des couches productives occupent beaucoup plus de temps que l'échantillonnage, aussi sont-elles en général menées au cours d'une exploitation d'essai. L'objectif de ces études est le rassemblement de données pour une appréciation ultérieure de l'indice de production, de la perméabilité, de l'hydroconductibilité et d'autres paramètres.

Toutes les méthodes utilisées à cette fin ont pour objectif la variation de la pression sur le front d'attaque des puits et la modification conséquente de la vitesse du mouvement des fluides au sein du gisement. La pression est soit élevée au-dessus de celle du gisement, soit abaissée au-dessous de cette dernière. Dans le premier cas le fluide est filtré du gisement vers le puits, dans le second, du puits vers le

gisement. La pression est modifiée par soutirage du fluide du gisement ou par injection du fluide dans le gisement.

Des appareils existants destinés aux études hydrodynamiques des couches permettent d'enregistrer avec une grande précision la pression aussi bien au front d'attaque (manomètre différentiel de fond) qu'à la tête du puits (manomètre de Kornéliouk-Iakovlev) ainsi que de fixer les niveaux (divers piézographes à enregistrement automatique, tel le piézographe de Iakovlev, des échosondes).

D'après le régime de fonctionnement des puits investigués, les méthodes d'étude sont rangées en deux groupes principaux: 1) les études des puits en régime de fonctionnement permanent (méthode d'échantillonnages systématiques) et 2) les études des puits en régime de fonctionnement transitoire, quand on observe des montées et des abaissements de niveau ou de pression.

La méthode d'échantillonnage systématique consiste dans l'étude du puits à des régimes de fonctionnement différents. Pour chaque régime on mesure la pression de fond constatée et le débit correspondant de liquide (huile et eau) et de gaz pour les gisements à pétrole et le débit de gaz pour les gisements à gaz. Le régime de fonctionnement du puits est considéré permanent si deux mesures de la pression et du débit, se suivant après un temps déterminé, se différencient pas plus de 10 %. Il est souhaitable que la gamme des variations de dépression (la différence entre la pression de gisement et celle du front d'attaque) soit maximale: de la dépression minimale, pour laquelle l'écoulement du liquide vers le gisement continue, à la dépression maximale, pour laquelle on n'observe pas encore de souffle de gaz libre sur le front d'attaque.

La mesure de la pression du gisement doit s'effectuer avant la mise en service du puits et dans un puits en fonctionnement, une fois ce dernier interrompu pour un temps durant lequel la pression dans la zone voisine du fond du puits redevienne égale à celle du gisement.

La méthode d'échantillonnage systématique est couramment utilisée avec l'étude des puits pétroliers éruptifs, de sources aquifères et de puits à gaz jaillissants. Avec l'investigation de puits éruptifs, le régime de fonctionnement est établi par remplacement de duses de forage. Pour chaque régime on mesure le débit d'huile et de gaz associé, la pression au front d'attaque, le facteur gaz-huile et la composition de l'eau et de l'huile en pourcent.

L'étude des puits à gaz se fait par estimation du débit de gaz et de la pression en tête du puits pour des régimes de fonctionnement différents. Le débit de gaz est mesuré au moyen d'un indicateur à came d'écoulement critique (prouveur), la pression par le manomètre à échantillon, et la température par un thermomètre à maximum à valeur de divisions de 0,1°. Avant l'étude, les puits sont balayés pendant 15-20 mn puis complètement fermés jusqu'à une pleine stabilisation de la pression, qui est habituellement atteinte au bout de 2-3 h.

Avec l'investigation du puits on établit la teneur dans le gaz du condensat de l'eau, des débris de roche, etc.

La productivité des couches et des passées du gisement est établie séparément par échantillonnage tronçonné; dans les conditions de terrains stables et en l'absence de bouchons sableux l'échantillonnage peut être mené sans isolation des couches inférieures testées.

L'étude des couches par tronçons se simplifie énormément avec l'utilisation de débitmètres de fond qui permettent la mensuration séparée du débit de plusieurs couches.

Les débitmètres fournissent également une caractéristique différenciée de la productivité de tronçons séparés de la couche (fig. 44).

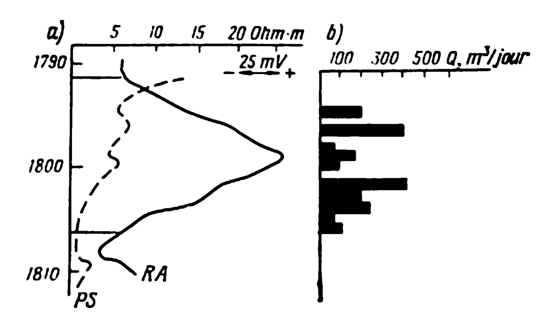


Fig. 44. Caractéristique électrique de la couche (*a*) et diagramme des venues de liquide (*b*)

Méthode d'observation du niveau ou de la pression. Elle consiste dans l'abaissement ou l'élévation du niveau dans le puits et, partant, dans la modification de la pression sur le front d'attaque par soutirage ou injection du liquide. Ensuite, on observe la variation du niveau dans le temps, en notant les déplacements du niveau durant des temps déterminés.

Une méthode, en principe, analogue est celle qui consiste à observer la pression pour un régime du puits déséquilibré, puis de surveiller les variations dans le temps de la pression au voisinage du fond.

Le dépouillement des résultats d'investigation du puits par la méthode d'observation de la pression permet de dégager une série de paramètres tels que la perméabilité ou l'hydroconductibilité.

On a fourni sur la fig. 45 les courbes de remise en pression construites en coordonnées de dépressions Δp et du temps t (fig. 45, *a*) ou en coordonnées Δp et lg t (fig. 45, *b*).

La courbe *1* (fig. 45, *a*) a été tracée à l'arrêt du puits au grand débit, la courbe *2* à l'arrêt du puits au petit débit; les courbes *3* et *4* sont tracées avec la mise en marche du puits avec des débits variés. En interprétant les courbes, on y distingue des tronçons rectilignes (fig. 45, *b*).

L'indice de perméabilité se détermine sur le tronçon rectiligne moyen. Le calcul est fait d'après la formule

$$k_{\text{pcr}} = \frac{2{,}3Q\mu}{\operatorname{tg} i \cdot 4\pi h},$$

où Q est le débit du liquide;
μ — la viscosité;
h — l'épaisseur de la couche;
$\operatorname{tg} i$ — le coefficient angulaire ou la tangente de l'angle de pente du tronçon rectiligne par rapport à l'axe des temps.

Dans les régions où l'extraction du pétrole des puits d'exploration n'est pas organisée, on utilise actuellement la *méthode d'étude*

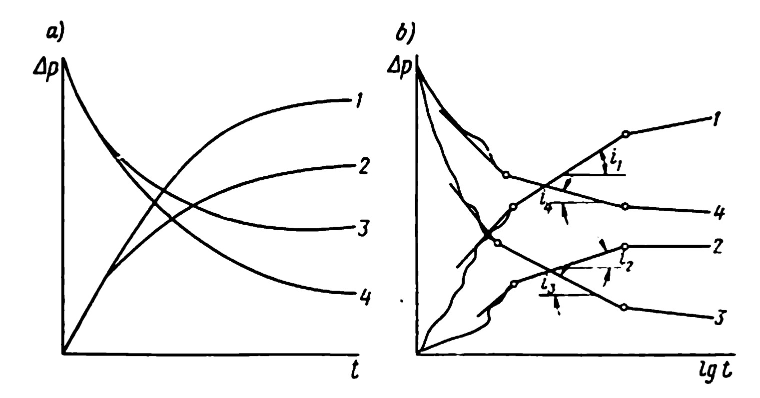


Fig. 45. Courbes de remise en pression

a — en coordonnées Δp et t; *b* — en coordonnées Δp et $\lg t$; *1, 2, 3, 4* — courbes levées dans des conditions différentes d'exploration des puits

rapide ne prévoyant pas d'exploitation d'essai des puits. Cette méthode est appliquée pour l'étude des puits jaillissants et non jaillissants. La méthode consiste à faire varier la pression sur le front d'attaque, habituellement, par pompage de l'air à l'aide d'un compresseur qui assure le recul du niveau du liquide de plusieurs dizaines de mètres. L'air injectée est ensuite rejetée du puits.

Au cours de l'étude, on mesure avec les manomètres d'échantillonnage la pression de l'air pompé en tête du puits et avec les manomètres de fond sur le front d'attaque. Les puits pétroliers éruptifs peuvent être investigués en laissant échapper du puits les gaz dans l'atmosphère.

Les méthodes d'études des puits à régime de filtration transitoire sont à la base des techniques d'investigation des couches dites *prospection hydraulique*. Les principaux outils de cette prospection sont l'auscultation hydraulique et l'autoauscultation des puits.

On appelle auscultation hydraulique l'observation des variations du niveau statique ou de la pression dans les puits, engendrées par des soutirages de liquide de la couche même ou des couches conti-

gués par des puits voisins. Les puits dont le régime est modifié sont dits puits stimulants et ceux où l'on observe ces stimulations sont dits réagissants.

La méthode d'auscultation hydraulique présente des avantages par rapport aux autres méthodes hydrodynamiques d'investigation. Elle permet de recueillir une information plus complète sur la couche productive, de déterminer qualitativement et quantitativement la liaison hydrodynamique entre les puits et les couches et, en concours avec d'autres méthodes, de juger de l'hétérogénéité de la couche et de dégager les barrières lithologiques et les chapeaux de gaz.

L'étude des puits s'effectue par une équipe spéciale sous la direction générale du géologue de prospection. Le géologue contrôle l'intégralité et la qualité de l'information recueillie: le fonctionnement durant le nombre d'heures fixé pour chaque régime, la mensuration du débit au moyen de capacités spéciales (réservoir-jaugeur et non des réservoirs quelconques), la mensuration de la pression sur le front d'attaque, le dispositif tampon, dans l'espace entre le tubage et les parois à l'aide de manomètres d'échantillonnage, la mensuration du facteur gaz-huile, la qualité du tracé des courbes de remise en pression, le prélèvement d'échantillon de fond d'huile, de gaz, d'eau, etc.

D'après les résultats d'échantillonnage et d'investigation le géologue dresse un procès-verbal où figurent tous les renseignements sur l'état du puits ainsi que des recommandations sur son utilisation ultérieure.

§ 7. Opérations finales d'installation des puits de prospections détaillées

Pour les puits de reconnaissance et d'exploration ayant atteint ou non, pour des raisons quelconques, leurs objectifs, il est nécessaire de pourvoir à certaines mesures permettant d'achever leur installation ainsi que leur utilisation ultérieure.

Les puits de reconnaissance et d'exploration une fois leur tubage descendu et leur objectif mené à bout peuvent être:

a) mis en exploitation, s'ils ont ouvert des horizons commerciaux;

b) mis en conservation, s'ils ont ouvert des horizons ne satisfaisant pas aux conditions requises ou si l'équipement nécessaire à la mise en chantier manque;

c) mis en observation à titre de piézométriques, s'ils ont ouvert des tronçons de coupe exigeant de constantes observations;

d) liquidés.

Dans les puits devant être liquidés le tubage ne peut être extrait au-dessus du bouchon de ciment qu'au cas où c'est permis par les conditions de protection du sous-sol. Les puits liquidés sont remplis jusqu'à la tête du puits par des débris lourds des boues de forage que ferme un bouchon.

Avec l'achèvement du forage sans tubage, autorisé sous conditions de protection du sous-sol, la liquidation est opérée par comblement du puits avec des boues de forage.

On range au nombre de puits n'ayant rempli que partiellement leur mission premièrement ceux d'entre eux qui, bien que descendus à la profondeur prévue n'ont pas ouvert l'horizon programmé. Pour ces puits, en cas de possibilités techniques, on élabore un projet complémentaire de forage jusqu'à l'horizon programmé. Si ces possibilités manquent, le puits est liquidé comme n'ayant pas rempli sa mission.

Les puits s'étant avérés, après leur essai, productifs sont transmis par un procès-verbal à une exploitation. On joint à ce procès-verbal un exemplaire de tous les documents recueillis au cours du forage. Si le chantier d'exploitation n'est pas encore amenagé, le puits est mis en conservation. Le procès-verbal de mise en conservation doit être approuvé par l'inspection minière et technique du territoire et ratifié par les instances supérieures.

Le géologue dresse un procès-verbal de mise en liquidation qui doit également être approuvé par l'inspection technique des mines du territoire et ratifié par les instances supérieures (administration des mines, trust des mines, etc.). On adjoint au procès-verbal de liquidation la description de la coupe, les diagrammes de diagraphie, le prix de revient, le procès-verbal d'échantillonnage, de fermeture de la tête du puits et autres documents exigés.

CHAPITRE XII

TRAITEMENT DES MATÉRIAUX D'OBSERVATIONS GÉOLOGIQUES AU COURS DES PROSPECTIONS DÉTAILLÉES DE CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ

§ 1. Destination et exigences principales envers la documentation géologique

Toute l'information recueillie durant le forage, l'échantillonnage des puits et autres investigations doit être réunie avec soin dans des documents qui seront soumis à un traitement approprié.

Cette information sert de base à la création du modèle d'un champ. L'opération consiste dans la simulation d'objets existant réellement dans la nature et des processus s'y déroulant au moyen de descriptions, de graphiques, d'interprétations mathématiques ou de témoins matériels. La simulation est le mode essentiel d'acquisition de connaissances au cours des travaux de prospection détaillée. La simulation peut acquérir plusieurs formes: graphique, de modèle spatial, physique, mathématique. Dans ce chapitre on n'envisagera que les procédés de simulation graphique qui d'ailleurs constitue le fondement d'autres formes de simulation. Cette dernière est mise en œuvre au moyen d'une caractéristique quantitative de différentes propriétés, par dégagement de régularités qui les lient et par traduction analytique de ces régularités. La création de modèles graphiques et analytiques est l'objectif de la *géométrisation* des gisements.

Les modèles d'un même objet à différentes étapes des travaux de prospection détaillée possèdent des degrés différents de certitude, suivant la complexité de l'architecture géologique, la plénitude et la qualité des travaux accomplis au cours du rassemblement et le traitement de l'information de départ.

Les modèles graphiques sont en même temps le résultat et le procédé d'analyse permettant d'obtenir la représentation la plus correcte de l'architecture de l'objet.

Les principales formes des documents graphiques des travaux de prospection détaillée sont les coupes de sondage, les schémas de corrélation, les coupes en profil et les cartes de diverses destinations. Leur qualité est en premier lieu fonction de la plénitude et de la sûreté de la documentation géologique primaire dont on a parlé au chapitre XI. Cette documentation est établie directement sur le terrain dans des conditions parfois difficiles et par fragments (pour chaque tronçon foré, de prise de carotte, d'échantillonnage, etc.) aussi est-il très important de se conformer aux exigences de qualité prescrites pour son établissement.

Catégories de puits	En projection	En forade	Achevés	En essai
d'information				
paramétriques				
structuraux				
de reconnaissance				
d'exploration				
d'exploitation				

Contour externe de la zone pétrolifère
Countour interne de la zone pétrolifère
Contour externe de la zone gazéifère
Contour interne de la zone gazéifère
Lignes de biseautage
Frontière des discordances des roches, zones d'affouillement de monts, de séries, d'assises
Zone de conjonction des couches
Contour superficiel de la colonne de sel ou de l'affleurement d'un socle
Contour de structures de premier ordre de grandeur
Contour de stuctures de second ordre de grandeur
Dislocations tectoniques locales de ruptures:
établies
présumées
Failles normales
Failles inverses
Nappes de charriage
Décrochements:
dextres
sénestres

Brèche, gravier
Conglomérats, graviers cimentés, galets
Grès
Sables et sablons
Aleurites et aleurolites
Argiles et argillytes
Calcaires
Dolomies
Craie
Marne
Anhydrites et anhydritisation
Gypses et salinisation
Sel gemme et salinisation
Roches siliceuses
Socle cristallin
Roches ferrugineuses oolites
Charbon
Schistes combustibles et fortement bitumineux et anhydrites
Manteau de débris (régolithe)

Matériaux d'origine animale et détritique
Matériaux végétal et de débris végétaux
Formations biohermes et récifales
Calcaires de dédolomitisation
Oolites
Terrains charbonneux
Indice de bitume
Saturation en huile
Saturation en gaz
Pyrite
Sidérite
Glauconite
Phosphorite
Cavernosité
Fracturation
Sutures, stillolites, parastillolites
Faune
Flore
Limites des variations de faciès

Fig. 46. Exemples de signes conventionnels utilisés sur les cartes et coupes

Les exigences principales sont l'enregistrement scrupuleux de tous les faits observés et leur traduction dans les schémas; la prise d'échantillons de carottes doit s'effectuer régulièrement pour la caractéristique complète de toutes les variétés de roches, les documents d'échantillonnage doivent contenir toutes les conditions techniques d'exécution des travaux, etc.

Un rôle important revient à l'unification de la documentation géologique primaire; on y aboutit en se servant de formes de présentation, de formulaires, etc. spéciaux qui facilitent le travail et élèvent son rendement.

Une condition essentielle d'unification de la documentation géologique et des dessins graphiques est l'établissement d'un système unique de notations et de légendes, capable de traduire toute la variété des conditions de prospections géologiques et techniques, d'être en même temps condensé, d'assurer un contraste et une netteté suffisante aux signes conventionnels. Ce système doit prévoir la transformation éventuelle du signe avec la variation de l'objet représenté. C'est ainsi que le signe fondamental du puits est le rond qui est ensuite complété par d'autres éléments suivant la catégorie et l'état de ce dernier. En représentant simultanément plusieurs roches, les signes représentatifs de la roche de base sont surchargés d'éléments de signes conventionnels d'autres roches. La densité des signes doit témoigner approximativement de l'intensité des processus surimposés et du contenu du matériau correspondant à ce signe. Dans un contour il ne peut y avoir plus de trois signes conventionnels. Sur une carte, les contours reconnus de gisements sont tracés par des lignes en traits plus forts, tandis que les contours supposés le sont en traits plus fins. En cas de représentation d'un biseautage de la couche ou d'une faille (normale ou inverse) les traits sont orientés dans le sens de la disparition de la couche ou vers la lèvre abaissée de la structure. En représentant les charriages, les traits sont tournés vers la nappe chevauchante, les chiffres sous le signe de chevauchement marquent la grandeur de déplacement horizontal en kilomètres.

Sur la fig. 46 on a groupé des exemples de signes conventionnels des cartes dressées au cours d'exploration et d'exploitation de champs de pétrole et de gaz. Sur les graphiques, remplissant un rôle illustratif, des simplifications sont admises et la différenciation des signes y est moindre.

§ 2. Etablissement et corrélation des puits

La *coupe géologo-géophysique* d'un sondage est le document essentiel réunissant toutes les données sur le puits. Au cours d'un forage, on porte sur un formulaire spécial, successivement, les renseignements sur la composition lithologique des terrains traversés, la profondeur des horizons pétrolifères et gazéifères, les limites géologiques, etc. Les coupes des complexes productifs sont habituellement dressées au 1 : 500 ou au 1 : 200.

Généralement, le diagramme de diagraphie comporte les données sur la carotte (fig. 47). De plus, à gauche du diagramme sont indiqués les intervalles d'avancement et les remontées de carotte. En cas de soutirage non continu de la carotte, ses fragments sont rattachés dans les limites du tronçon choisi sur le diagramme de diagraphie aux tranches dont la caractéristique géophysique correspond le plus aux séquences lithologiques des terrains. La colonne lithologique est établie d'après les données fournies par les carottes comme d'après les données de géophysique de chantier, aussi la colonne est-elle divisée verticalement en deux parties. A gauche, figurent les tronçons de la coupe caractérisés d'après les descriptions de la carotte, à droite est représentée la colonne établie d'après les renseignements fournis par la carotte et la géophysique de chantier.

La division des coupes de sondage est faite sur la base d'un complexe de données de géophysique de chantier, d'étude de carottes et d'essais de productivité de quelques horizons. Les limites stratigraphiques des séries et des horizons s'établissent en fonction des déterminations de faune ; on indique la profondeur de gisement des séries, les angles de pendage et l'on donne la caractéristique lithologique des roches.

Les couches de faible épaisseur mais aux indices caractéristiques s'étendant suivant toute l'aire sont prises pour horizons repères. En l'absence de couches peu épaisses, on considère comme surface repère le toit ou le mur d'une couche très puissante.

Avec la division de coupes d'épaisses assises carbonatées, on s'efforce de dégager des stratifications à alternances répétées (rythmes) et de les traduire dans la description de la coupe, cette description étant donnée à droite du diagramme de diagraphie. La division stratigraphique de la coupe est placée à gauche de la séquence lithologique et de l'échelle des profondeurs.

La confrontation des puits, ou leur *corrélation*, permet de dégager l'aspect général de distribution sur l'aire de terrains, horizons, couches isolées et constitue ainsi une base pour le tracé des coupes de profil et des cartes. La corrélation des puits est effectuée par les différents procédés. Les principaux procédés sont la corrélation d'après les signes extérieurs, la microfaune y comprise, les indices d'investigations microscopiques (essentiellement, d'après la microfaune), la composition chimique des roches, les propriétés géophysiques des terrains, les indices pétroliers et d'autres paramètres.

Les méthodes de corrélation peuvent avoir une importance locale ou régionale, autrement dit, être utilisées pour la corrélation de coupes d'aires ou de régions. La confrontation d'après les signes extérieurs est essentiellement réalisée sur la base des carottes, et plus rarement, des débris. Lors de la corrélation des puits en fonction de la composition pétrographique on s'appuie sur la règle de localisation de certains groupes de minéraux lourds et d'une partie de minéraux légers dans des tranches étroites de la coupe pour une répartition régionale très étendue des minéraux de ces groupes.

Système | Époque | Étage | Sous-étage | Horizon | Profondeur, m | Intervalle de prise de carotte | Colonne de carotte | Colonne lithologique | Épaisseur, m

A 2,5 M 0,5 N
DNG
DG
RA
Diagramme de diamétrage

10 20 30 40 Ohm·m
20 22 24 26 un. conv.
0 2 4 6 8 10 γ

Dévonien
Supérieur
Frasnien
Supérieur
Inférieur
Livenskien
Evlanovskien
Voronégien
Semilouksko-Bourégskien
Sargaevskien

2860
2880
2900
2920
2940
2960
2980
3000
3020
3040
3060
3080
3100
3120
3140
3160
3180

72
30
29,5
20,5
38
29
27
35

10 27 36 cm
0 30
0 10 20 30 cm
0 50 Ohm·m

I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX
X

Il y a intérêt d'utiliser pour la corrélation les éléments dispersés dans les roches sédimentaires sous faibles concentrations (Sr, Ba, V, Ni, Cu). La corrélation sur la base de la composition chimique des roches est effectuée en s'appuyant sur les analyses chimique et spectrale.

Les méthodes de corrélation établies sur les données d'investigations géophysiques des puits sont considérées actuellement comme méthodes fondamentales, et peuvent être utilisées isolément, par exemple, pour l'établissement de coupes de sondages sur la base d'un repère d'extension régionale. Mais les meilleurs résultats sont obtenus avec l'utilisation complexe de données géophysiques et de données d'études de carottes et de débris.

Les techniques employées dans la corrélation reflètent l'aspect mécanique du travail du trépan sur le front attaqué du puits. Dans ce cas on prend en considération le temps dépensé au seul forage (à l'avancement) d'un mètre avec le trépan d'un type déterminé. Cette corrélation n'a de sens que dans les limites d'une aire avec une séquence lithologique continue.

Pour une corrélation détaillée de terrains productifs, on utilise des méthodes différentes suivant l'hétérogénéité des couches. C'est ainsi qu'en cas de forte discontinuité des passées sableuses on recourt à la confrontation de passées d'argilites plus continues s'intercalant entre des couches productives.

La corrélation de terrains carbonatés est quelquefois effectuée entre séries de complexes alternés (rythmes) qui témoignent d'une sédimentation alternée.

Fig. 47. Coupe géologo-géophysique des dépôts dévoniens suivant le puits 4 de l'aire Rétchitsa, Biélorussie (d'après Y. I. Marienko et D. S. Galoustova)

I. Sel gemme
II. Alternance de marnes, de dolomies argileuses et de dolomito-anhydrites. Les marnes sont gris sombre, compactes, dures et finement litées
III. Au toit du paquet les dolomies et anhydrites sont gris sombre et microcristallins. Au milieu du paquet, des intercalations de tufs et de calcaires. Les tufs sont verts, cristallins, microcristallins, la masse principale étant composée de feldspathes. Les calcaires sont gris sombre, microcristallins, et contiennent beaucoup de galets de tuf. Dans la partie inférieure du paquet on enregistre, d'après les données géophysiques, des intercalations de marnes et de dolomies
IV. Les dolomies sont argileuses, par endroits avec des additions d'aleurite, vertes et vert-gris, litées et massives, microcristallines et peu fracturées; dans les fractures on trouve du bitume
V. Alternance de dolomies et de calcaires. Les dolomies sont argileuses, avec additions d'aleurite, grises jusqu'à une teinte gris sombre, microcristallines, litées. Les calcaires sont anhydritiques, bréchiformes, par endroits en boulettes, généralement microcristallins, avec joints de suture comblés de bitume
VI. Dolomies argileuses, gris sombre jusqu'à un noir à éclat verdâtre, microcristallines, massives
VII. Dolomies argileuses, grises jusqu'à un gris sombre et un noir, microcristallines. Dans la partie inférieure du paquet on enregistre des passées de calcaires épaisses de 5 cm au plus. Les calcaires sont très argileux avec une abondante faune de Brachiopodes et des grains de pyrite
VIII. Alternance de marnes dolomitiques et de dolomies argileuses. Les marnes dolomitiques sont gris sombre jusqu'aux noires, vert-gris, dures, massives, par endroits à stratification confuse. Les dolomies argileuses sont gris sombre, microcristallines
IX. D'après les données géophysiques, les calcaires, dans la partie inférieure du paquet, argileux
X. Dolomies gris clair jusqu'à un gris sombre, microcristallines, peu poreuses avec grains de pyrite, dans la partie inférieure du paquet on enregistre des joints de suture avec bitume

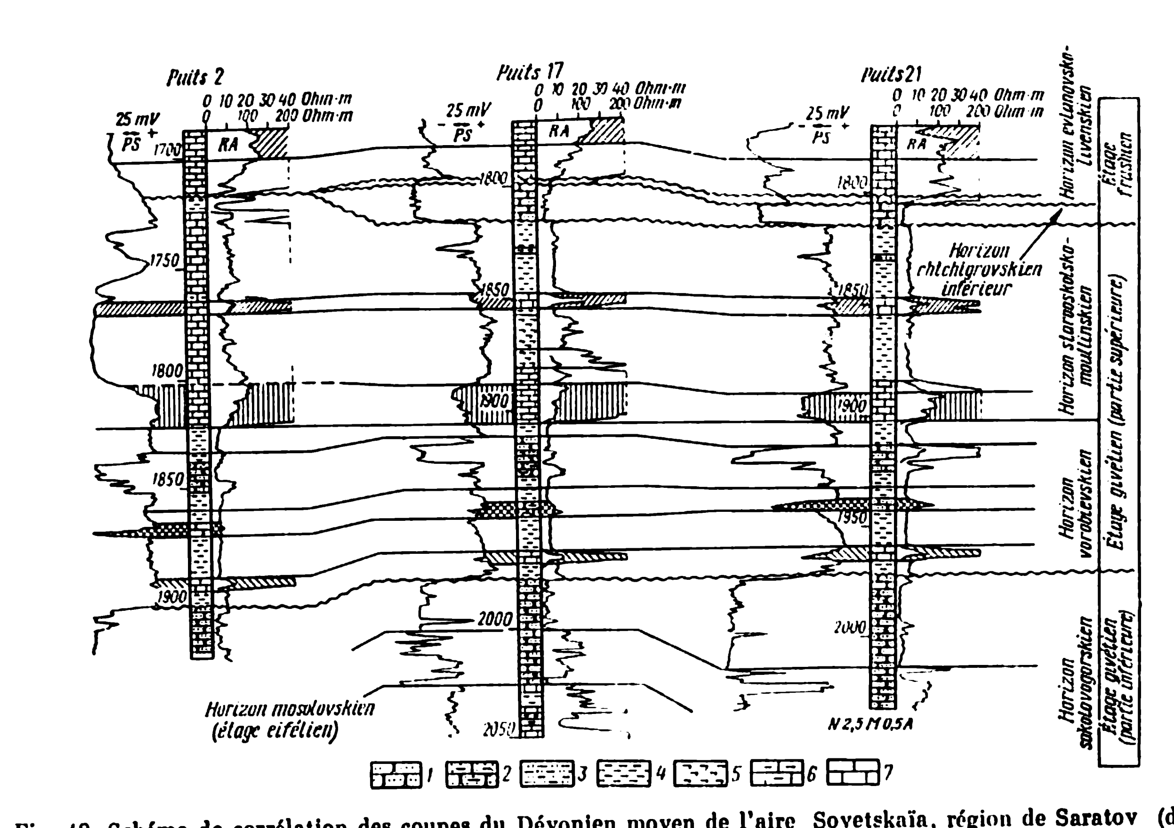


Fig. 48. Schéma de corrélation des coupes du Dévonien moyen de l'aire Sovetskaïa, région de Saratov (d'après V. A. Dolitski)

1 — grès ; 2 — grès argileux ; 3 — silt ; 4 — argillites ; 5 — marnes ; 6 — calcaires argileux ; 7 — calcaires

Les résultats d'une corrélation de coupes sont illustrés par un *schéma de corrélation* (fig. 48). On y indique les profondeurs de gisement et les épaisseurs de toutes les unités de stratification dégagées sur les diagrammes de diagraphie des sondages confrontés. Avec la construction des schémas de correlation, on ne tient pas compte de l'échelle horizontale, tandis que l'échelle verticale est choisie en fonction de l'objectif d'investigation. Si sont confrontés des sondages ayant ouvert des assises de roches d'épaisseur importante, l'échelle choisie est au 1 : 2000; pour une investigation plus détaillée d'une partie de la coupe l'échelle est au 1 : 1000 ou au 1 : 500, et pour le tronçon productif au 1 : 200.

Sur le schéma de corrélation les coupes de sondage sont représentées sous forme de colonnes de 1-2 cm de largeur équidistantes l'une de l'autre. Habituellement, la disposition des coupes de sondages sur un schéma correspond à celle de l'aire étudiée. V. A. Dolitski recommande de disposer sur les marges du schéma les coupes de sondage complètes. Lors d'une confrontation, les coupes sont alignées sur le niveau de la couche repère dont le toit ou le mur est assimilé à un plan horizontal. La ligne horizontale sur le dessin, représentant le plan susmentionné, est appelée ligne de rappel.

Les repères de base doivent être choisis dans la partie supérieure de la coupe et parmi les couches d'épaisseur continue se détachant nettement sur une vaste superficie. Si dans les coupes de sondages apparaît une surface de discontinuité, il faut la prendre en guise de ligne de rappel. Dans ces cas il est préférable de choisir les couches repères au-dessus de la surface de discontinuité, mais en son voisinage immédiat.

C'est par rapport à la ligne de rappel que sont notées les profondeurs de gisement de la surface confrontée, puis dans chaque colonne alternativement au-dessus et au-dessous de la couche repère sont portées dans l'échelle choisie les épaisseurs apparentes des couches homologues en indiquant leur profondeur. Les frontières des couches homologues sont réunies par des lignes droites de manière que les diagrammes de diagraphie se coupent à des cotes appropriées; les surfaces de discontinuité sont figurées en lignes ondulées. A l'aide de signes conventionnels, on indique sur une ou deux colonnes les variétés lithologiques des roches. Dans la partie droite du schéma on figure la séquence stratigraphique avec les indices et la nature stratigraphique des couches.

§ 3. Etablissement des coupes standardisée et normale d'un champ (d'une aire)

Les *coupes standardisée* et *normale* caractérisant toute l'aire d'un champ sont dressées sur la base de la corrélation des puits et de la détermination des valeurs moyennes de l'épaisseur des couches confrontées.

Pour la construction d'une coupe standardisée on se sert des épaisseurs verticales des couches. Pour une petite déviation des puits, il est possible d'utiliser les épaisseurs apparentes des couches, ce qui permet de porter sur la coupe la caractéristique du carottage électrique des terrains. La coupe standardisée est nécessaire à l'établissement de coupes de projet de nouveaux puits pour faciliter le contrôle du forage.

Sur une coupe normale on porte les valeurs de l'épaisseur réelle des couches ouvertes par le puits. En l'établissant, on recalcule les épaisseurs apparentes en les remplaçant par des épaisseurs réelles avec prise en compte de l'angle de pendange des couches et de la déviation du puits (les techniques du calcul correctif sont données plus bas).

Les coupes standardisées sont le plus souvent établies sur l'aire des chantiers, tandis que les coupes normales le sont sur les aires d'exploration. Les coupes standardisées et normales sont dressées sur la base des caractéristiques lithologiques (des carottes) et géophysiques des roches. On obtient ainsi une coupe complexe géologo-géophysique.

En dressant les coupes standardisées et normales, on tient compte des particularités de l'architecture géologique de l'aire, des variations faciales des couches, de leur épaisseur, de la nature des changements de faciès au sein d'un même complexe stratigraphique (hétérogénéité des couches), etc. En cas de continuité de gisement des couches, on dresse pour le champ une coupe unique standardisée ou normale. Si dans plusieurs puits on découvre des sédiments de nature très différenciée, on établit pour ce secteur d'aire sa coupe standardisée ou normale propre. Un exemple de coupe standardisée est donné sur la fig. 49.

En cas de variation importante de la coupe sur l'aire, on élabore une coupe géologo-géophysique *collective*. Des deux côtés de la colonne lithologique de la coupe collective on indique les particularités lithologiques des différentes parties de l'aire en séparant ces dernières par des ondulations verticales. Par des ondulations horizontales ou inclinées (du bord droit de la colonne vers le bord gauche) on représente sur toutes les coupes les surfaces de discontinuité. Des symboles particuliers servent dans les colonnes à désigner la productivité des couches. A droite de la colonne sont inscrites les valeurs minimales et maximales de différentes unités stratigraphiques, à gauche les profondeurs et la séquence stratigraphique.

Le *calcul correctif des valeurs de l'épaisseur apparente* (observée au puits) fournissant la valeur verticale et réelle (normale) s'effectue sur la base de relations géométriques avec prise en compte du pendange de la couche et du sens de déviation du puits.

De façon approchée, les valeurs vraies de l'épaisseur des horizons s'obtiennent d'après les coupes établies en travers.

Le calcul de l'épaisseur vraie de l'horizon ou de la couche traver-

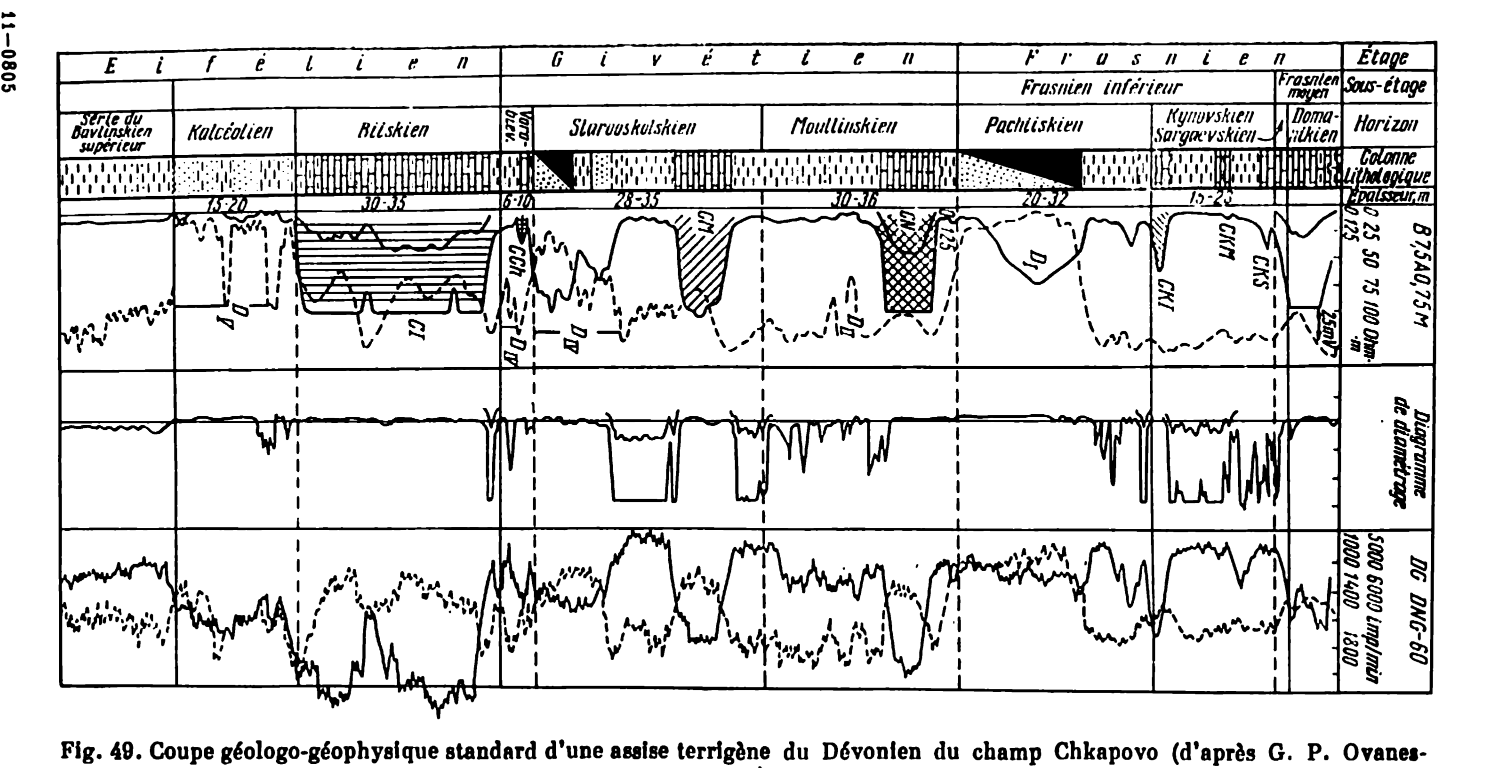


Fig. 49. Coupe géologo-géophysique standard d'une assise terrigène du Dévonien du champ Chkapovo (d'après G. P. Ovanessov)

CKS — calcaire du Kynovskien supérieur; CKM — calcaire du Kynovskien moyen; CKI—calcaire du Kynovskien inférieur; CN — calcaire noir; CM — calcaire moyen; CCh — calcaire chkapovien; CI — calcaire inférieur

sée par le puits vertical s'effectue d'après la formule

$$m_n = m_v \cos\alpha,$$

où m_n est l'épaisseur vraie (normale):
m_v — l'épaisseur verticale;
α — l'angle de pente des couches.

L'épaisseur verticale de l'horizon se détermine d'après le diagramme de diagraphie, l'angle de pente des terrains, d'après la carotte, la carte structurale ou avec le pendagemètre.

La détermination de l'épaisseur vraie de la couche traversée par un puits dévié en cas de prise de carotte de la couche s'effectue en s'appuyant sur les mesures d'angle de pente apparent de la carotte et de l'épaisseur apparente de la couche dans la coupe de sondage dévié (fig. 50).

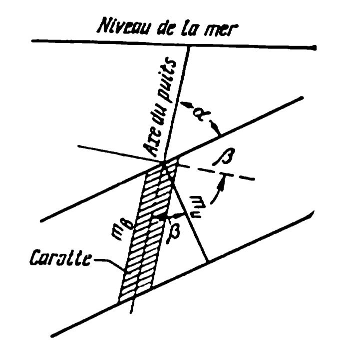


Fig. 50. Détermination de la vraie épaisseur de la couche d'après l'angle d'incidence apparent mesuré sur la carotte et l'épaisseur apparente (la coupe est menée à travers l'allongement de la couche)

L'examen de la fig. 50 permet de dégager les dépendances suivantes:

$$m_v = m_a \cos\beta, \qquad \text{(XII.1)}$$

où m_v est l'épaisseur vraie de la couche;
m_a — l'épaisseur apparente de la couche, c'est-à-dire la différence entre la profondeur de gisement du toit et celle du mur de la couche.
β — l'angle apparent (rapporté au plan perpendiculaire à l'axe du puits) de pendage de la couche, mesuré sur la carotte.

Pour le forage, un rôle important est joué par l'angle d'incidence avec la couche α $(\alpha + \beta) = 90°$.

La détermination de l'épaisseur vraie de l'assise ou de la couche, traversées par un puits incliné, est faite graphiquement d'après la carte structurale quand les vraies valeurs d'éléments de gisement peuvent être établies suivant la carte structurale ou autrement. Sur la fig. 51,*a* est donnée une carte structurale traversée par un puits.

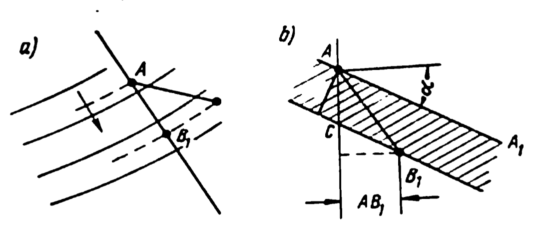


Fig. 51. Détermination de la vraie épaisseur d'après la carte structurale
a — carte structurale; *b* — coupe de la couche à travers son allongement

Si l'on possède un diagramme d inclinaison et un diagramme de diagraphie, il est possible de déterminer la position spatiale du toit et du mur de la couche. La position planimétrique du toit et du mur de la couche sur la carte structurale est définie par les points A et B.

Abaissons sur la carte structurale le point B sur la ligne perpendiculaire à l'allongement de la couche, on obtient alors le point B_1. Connaissant la cote du toit au point A et du mur au point B_1 (B_t), ainsi que l'angle du pendage déterminé sur la carte structurale, construisons à l'échelle le profil suivant AB_1, c'est-à-dire la ligne du pendage (fig. 51,*b*). Menons le toit de la couche par le point A sous l'angle α, le mur, par le point B_1 parallèlement à AA_1. La vraie valeur de l'épaisseur de l'assise ou de la couche s'obtient facilement graphiquement sur le dessin, c'est le segment AC.

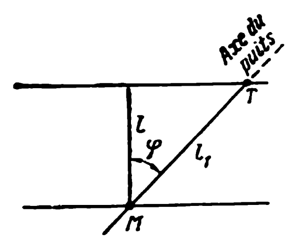


Fig. 52. Schéma de la projection de l'axe du puits

l_1 — coupe oblique; l — projection de l_1 sur une normale de chute; φ — angle intercepté par la normale et la coupe oblique; T, M — points d'intersection du toit et du mur de la couche avec le puits

Pour déterminer les épaisseurs vraies des assises ouvertes par un puits incliné on utilise la formule

$$m_v = \pm\, l_1 \cos\varphi \sin\alpha \pm h \cos\alpha, \qquad \text{(XII.2)}$$

où α est l'angle de pente vrai des terrains; dans le cas concerné cet angle se détermine sur la carte structurale ou avec le pendagemètre;

l_1 — la distance en plan suivant la ligne joignant les points du toit et du mur de l'assise, c'est-à-dire en section oblique (fig. 52);

φ — l'angle formé par la ligne l_1 et la direction du pendage des couches; il se détermine sur la carte structurale et d'après le diagramme d'inclinaison;

h — la dénivellation du point se trouvant au toit de l'assise par rapport au point du mur de l'assise, c'est-à-dire la différence des cotes de ces points.

Les signes devant les termes sommés sont choisis en fonction du rapport entre l'axe du puits et la direction du pendage des terrains. Ce choix est fait suivant les schémas construits dans chaque cas concerné.

Avec la déviation du puits en amont de la couche (fig. 53,*A*) la dépendance est la suivante:

$$m_v = a + b = l_1 \cos\varphi \sin\alpha + h \cos\alpha, \qquad \text{(XII.3)}$$

avec la déviation dans le plan du pendage de la couche le terme $l_1 \cos\varphi \times \sin\alpha$ devient $l \sin\alpha$.

Avec la déviation en aval du pendage (fig. 53, *B*) la formule prend la forme suivante:

$$m_v = b - a = h \cos\alpha - l_1 \cos\varphi \sin\alpha. \qquad \text{(XII.4)}$$

Au cas (fig. 53, *C*) où le puits coupe d'abord le mur de la couche, puis son toit, et quand son axe forme avec la verticale un angle plus

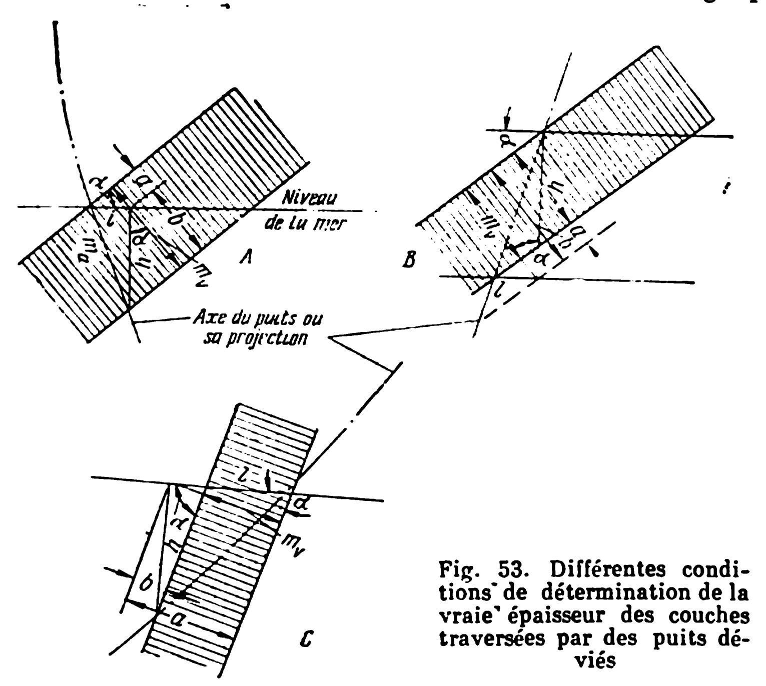


Fig. 53. Différentes conditions de détermination de la vraie épaisseur des couches traversées par des puits déviés

grand que celui intercepté par la verticale et le plan de la couche, la formule se transforme de la façon suivante:

$$m_v = a - b = l_1 \cos\varphi \sin\alpha - h \cos\alpha. \qquad \text{(XII.5)}$$

Si les lignes de direction aux points d'ouverture du toit et du mur ne sont pas parallèles, l'angle φ doit être adopté égal à la moyenne des deux mesures.

Si le puits incliné traverse une couche horizontale l'épaisseur vraie est alors égale à la différence des cotes du toit et du mur de la couche aux points d'intersection avec le puits.

§ 4. Construction de coupes géologiques en profil

La coupe en profil est la section d'un secteur de l'écorce terrestre sur laquelle sont représentées à l'échelle les particularités de l'architecture du complexe de terrains et des horizons productifs. Ces coupes sont habituellement établies à travers l'allongement

des éléments structuraux mais peuvent également être dressées suivant différentes sections obliques.

Suivant les dimensions de l'objet d'étude (aire, région) et la complexité de son architecture, les coupes en profil sont établies soit à une échelle horizontale et verticale unique (régions plissées), soit à différentes échelles. Dans ce dernier cas l'échelle horizontale est de beaucoup inférieure à l'échelle verticale (coupes en profil déformées) ; les coupes en profil déformées sont établies pour des champs de plates-formes et de vastes régions.

Les profils sont orientés en se référant aux points cardinaux, de gauche vers la droite : Sud — Nord, Sud-Ouest — Nord-Est, Ouest-Est, Nord-Ouest — Sud-Est.

On mène d'abord l'horizontale correspondant au niveau de la mer ou à un autre repère et les lignes de mire servant d'échelle verticale et limitant marginalement la coupe ; sur cette ligne horizontale on marque les points fixant la position des puits de l'orientation choisie ; par ces points on mène les verticales sur lesquelles on porte les coupes de sondages ou leurs projections. Les coupes sont portées non modifiées au cas où la section de profil passe par le puits vertical. Les coupes de sondages situées au voisinage du profil ou de puits déviés sont projetées sur le plan du profil. Cette projection géométrique des coupes de sondages sur la section en profil n'est réalisée qu'au cas où la coupe normale des dépôts ne varie pas sur la distance séparant le puits de la coupe en profil.

En cas de variations marquées de la composition lithologique ou de l'épaisseur du complexe de terrains et des horizons dans les limites des distances mentionnées, il faut au préalable édifier un profil court s'alignant sur deux ou trois puits et recoupant le profil principal. On y verra ainsi traduites les variations de lithologie ou de l'épaisseur des complexes ouverts. On surimpose alors au profil de base la coupe du profil court auxiliaire à partir de la ligne de son intersection avec le profil principal.

Après avoir tracé sur le plan le profil des coupes de sondages, on se met à établir le profil géologique proprement dit en menant les frontières géologiques compte tenu des particularités de l'architecture de l'aire.

En traçant les coupes en profil, on n'y figure pas toutes les données des coupes de sondages, et l'on ne retient que les limites stratigraphiques, celles de quelques couches, les représentations de rupture ainsi que de gisements de pétrole et de gaz. Les horizons stratigraphiques dégagés sont notés aux moyens de symboles généralement adoptés mais quelquefois on les colore ou hachure. Sur les coupes en profil de grande échelle on figure généralement l'installation des puits.

Lors d'une confrontation de coupes de sondages, une attention particulière est attachée sur la coupe en profil à la séquence des couches dans toutes les coupes de sondages. Les distorsions à la séquence normale ou la disparition de la coupe de certaines couches et sé-

ries est un témoignage d'accidents tectoniques ou de discordances stratigraphiques. Ces anomalies doivent être enregistrées dans chaque puits (si elles existent) pour que d'après la combinaison de leurs positions dans l'espace on puisse établir l'allure de l'accident ou de la discordance (fig. 54).

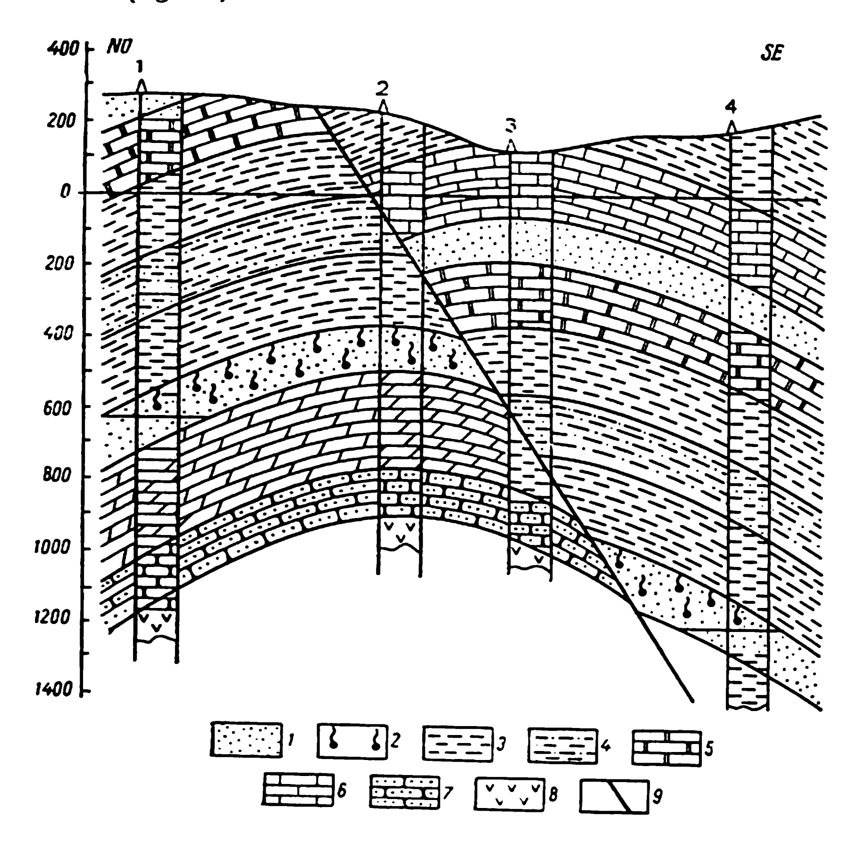


Fig. 54. Coupe géologique de profil (d'après M. A. Jdanov)
1 — sable; 2 — gîte de pétrole; 3 — argile; 4 — aleurolite; 5 — dolomie; 6 — calcaire; 7 — grès; 8 — gypse; 9 — dislocations tectoniques

La *projection des coupes de sondages* sur le plan du profil est effectuée aussi bien suivant la direction que le pendage des couches. Le mode choisi est fonction du rapport entre le plan du profil et la direction d'extension des terrains.

Lors d'une projection des coupes de sondages verticaux sur une coupe en profil suivant l'allongement, cette dernière est portée sans modifications en conservant les cotes sur la ligne de projection du profil, tandis qu'avec la projection de ces sondages suivant le pendage leur coupe est également portée non modifiée mais en changeant

les cotes des horizons. Dans ce cas la correction Δh est calculée d'après la formule

$$\Delta h = \pm\ l \operatorname{tg} \alpha, \qquad \text{(XII.6)}$$

où l est la distance séparant le puits du profil suivant la ligne de pendage (amont);
α — l'angle de pente des terrains.

La projection de la coupe d'un puits oblique (incliné) sur le plan vertical du profil (fig. 55) se réduit à la projection de points caractéristiques de la coupe de sondage (divers repères, frontières de complexes de terrains, etc.) par la méthode de coordonnées. On adopte sur le profil pour l'axe des abscisses la ligne du niveau de la mer et pour l'axe des ordonnées la verticale passant par la tête du puits, si cette dernière se trouve sur le niveau du profil ou sur la projection de la tête de puits sur la ligne de profil. La tête est portée sur le profil par projection suivant l'allongement ou le pendage des couches.

D'après le diagramme d'inclinaison, sur lequel on porte au préalable la position du profil, on détermine la distance (à l'échelle du diagramme) entre la tête du puits ou sa projection sur le profil et la projection d'un point quelconque sur la ligne de profil suivant l'allongement à travers de ce dernier.

Les abscisses ainsi déterminées sont reportées sur le profil conformément à son échelle horizontale.

Les ordonnées $y_1, y_2, \ldots, y_i$ sont calculées d'après les cotes des profondeurs établies sur la base du diagramme de diagraphie ou par d'autres procédés et des mensurations de la déviation selon les formules

$$H_i = L_i - \Delta L_i,\ y_i = H_i - z_i, \qquad \text{(XII.7)}$$

où H_i est la profondeur verticale de tout point du puits estimée à partir de sa tête;
L_i — la longueur mesurée du tronçon du puits de la tête au point donné;
ΔL_i — la correction de déviation totale;
z_i — la cote de tête de puits.

En utilisant des puits obliques pour diverses constructions, il faut au préalable déterminer d'après le diagramme d'inclinaison la grandeur du déplacement horizontal. Si cette grandeur dans l'échelle horizontale ne dépasse pas 2 mm, on peut alors la négliger et considérer pratiquement le puits comme vertical. Toutefois aux valeurs des profondeurs il faut apporter des corrections de déviation des puits.

En travaillant sur des puits fortement déviés (le déplacement horizontal du front d'attaque est d'environ 1000 m), il est recommandé de construire les diagrammes d'inclinaison au 1:1000 ou au 1:2000 pour obtenir des graphiques compactes.

Les particularités de projection des points de la coupe de sondage parallèlement à l'allongement des terrains sont fonctions du mode de déviation des puits (dans un même plan ou dans trois dimensions),

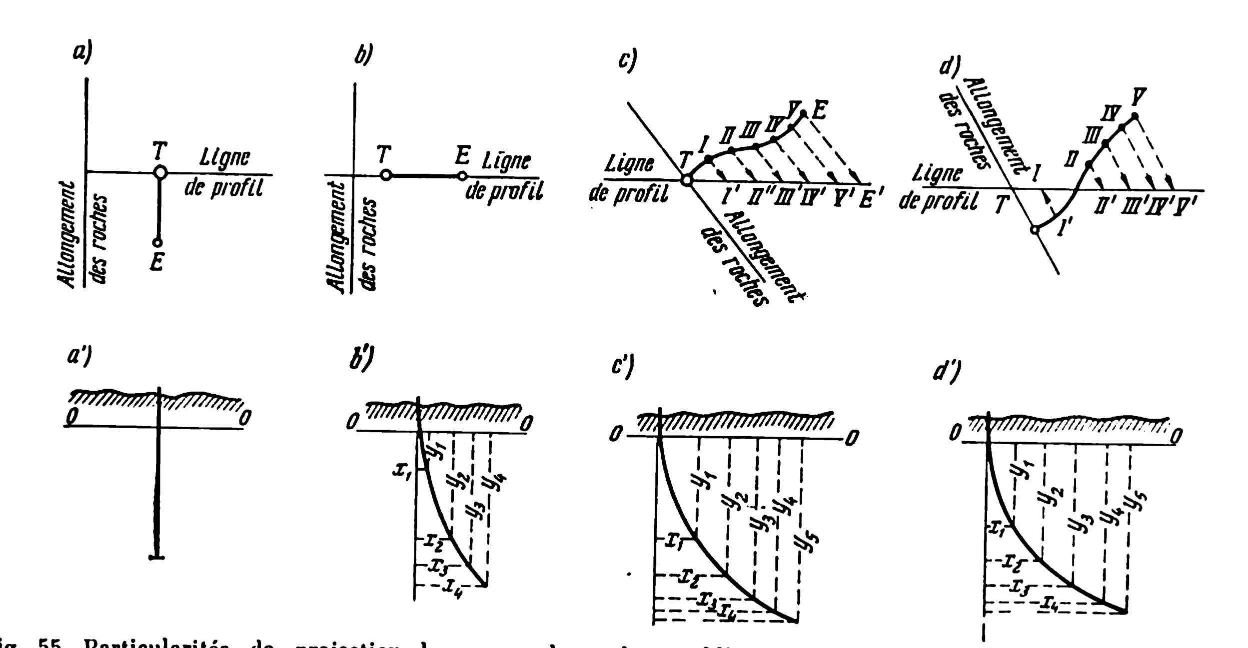


Fig. 55. Particularités de projection des coupes de sondages obliques sur la surface du profil suivant le rapport existant entre la direction du profil, la déviation du puits et l'allongement des roches

a, b, c, d — projections des puits en plan; *a′, b′, c′, d′* — idem sur le plan du profil; *T, E* — tête et fond du puits en plan; *I, II, III, IV, V* — points d'intersection de l'axe du puits avec les surfaces repères en plan; *T′, E′, I′, II′, III′, IV′, V′* — projections suivant l'allongement sur le profil de la tête, du fond et des points repères du trou du puits; $x_1, x_2, \ldots, x_n, y_1, y_2, \ldots, y_n$ — coordonnées des points repères sur le plan du profil

de la direction de la déviation et de la position du puits par rapport au profil.

Si la déviation du puits est planimétrique, le plan de déviation étant parallèle à l'allongement, tous les points de la coupe de sondage sur le profil géologique se projettent alors, compte tenu de corrections de déviation, sur la verticale passant par la tête du puits (fig. 55, *a'*), tandis qu'avec la déviation du puits dans le plan coïncidant avec la coupe en profil, les points de la coupe de sondage, obtenus par projection au moyen de la méthode des coordonnées, se trouvant alors dans le plan du profil sur la ligne correspondant à la forme vraie de l'incurvation du puits (fig. 55,*b'*).

En cas de déviation du puits dans un plan d'orientation quelconque, les points de la coupe de sondage se projettent de la façon montrée sur la fig. 55, *c*, *c'*, *d*, *d'*.

Pour une déviation spatiale du puits, l'abscisse de chaque point est définie comme la distance de la tête du puits (fig. 55, *c*, *c'*) ou de la projection de la tête du puits sur la ligne de profil (fig. 55, *d*, *d'*) jusqu'à la projection du point projeté sur la ligne de profil. L'ordonnée est habituellement déterminée d'après la formule (XII.7).

La projection de coupes géologiques des puits déviés à travers l'allongement est réalisée de façon analogue à celle effectuée suivant l'allongement. L'axe des ordonnées (la verticale principale) est mené dans ce cas dans le plan de la section en profil par le point correspondant à la projection sur le plan de la tête de puits sur la ligne du profil à travers l'allongement.

L'ordonnée de chaque point est déterminée d'après les valeurs de la profondeur, compte tenu de la correction de déviation du puits ainsi que de la correction d'inclinaison de la couche fixée d'après la formule (XII.6).

Pratiquement on détermine souvent Δh d'après la carte structurale comme la différence en cotes absolues entre la position réelle du point et sa projection sur le profil.

Particularités de construction et de lecture des coupes en profil déviées. Le degré de déviation n se détermine par le rapport de l'échelle verticale (V) à l'horizontale (H) et s'exprime en des chiffres supérieurs à l'unité: 2, 5, 10, 25, 100, plus rarement 250, 500 et 1000.

Sur de tels profils, les conditions réelles de gisement peuvent être déformées du fait de l'augmentation des angles de pente apparents et de la diminution de l'épaisseur des complexes mesurés normalement à la stratification. Mais si l'on observe certaines règles, la coupe de profil déformée traduit de fait les données sur les angles de pente et sur les valeurs de l'épaisseur des complexes.

L'idée sur l'allure de la déformation en fonction du degré de cette dernière nous est fournie par la fig. 56. Sur la fig. 56, *a* est donnée la coupe en profil construite sans déformation, sur la fig. 56, *b* la même coupe est donnée avec une déformation insignifiante, et sur la fig. 56, *c* la coupe en profil présentant une forte déformation. Sur la coupe *a* les conditions de gisement sont données dans des rapports

normaux, mais on n'y voit pas les détails de la coupe des dépôts par suite de la faible épaisseur des couches. La coupe fortement déformée *c* permet de traduire sur le dessin les détails fins de la coupe, mais au lieu d'une disposition calme des couches on voit sur le dessin une image mouvementée aux brusques dislocations et les épaisseurs pré-

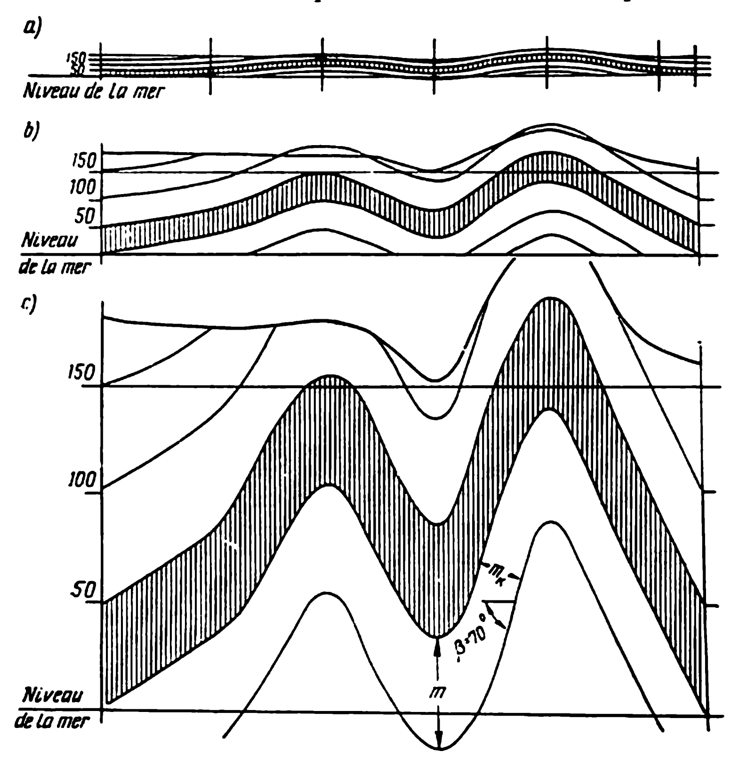


Fig. 56. Dépendance de la déformation sur les coupes en profil du rapport entre les échelles horizontale et verticale (couches peu disloquées)

a — profil non déformé ($n = 1$); *b* — déformation tolérée ($n = 5$); *c* — déformation supérieure à la déformation tolérée ($n = 20$)

sentent des amincissements sur les flancs. La coupe *b* traduit les détails de la coupe et n'exagère pas les courbures des couches.

Il s'ensuit la notion de déformation tolérée n qui est définie par la condition $m - m_k < 0{,}1\ m$, c'est-à-dire que l'écartement sur le dessin de l'épaisseur suivant la normale à la stratification m_k de l'épaisseur suivant la verticale m doit être inférieur à $0{,}1\ m$.

Les déformations tolérables suivant les vrais angles de pente sont données au tableau 16.

La coupe en profil déformée est un graphique permettant de dégager les conditions réelles de gisement des terrains, de mesurer les vraies épaisseurs et de déterminer les vrais angles de pente. L'épaisseur réelle se détermine dans les conditions de plates-formes, où les

Déformations tolérées *n* suivant les valeurs vraies des angles de pente α à condition que $m - m_k < 0,1m$

α	0°01'—0°10'	0°10'—0°20'	0°20'—0°30'	0°30'—1°30'	1°30'—3°00'	3—6°	6—15°	15—25°	Plus de 25°
n	200 et plus	100	50	25	10	5	2,5	2	1

angles de pente sont faibles, d'après le profil déformé suivant la verticale.

Les coupes en profil déformées sont construites d'après les valeurs de l'épaisseur verticale des dépôts, et dans les conditions des plates-formes elles correspondent aux vraies valeurs de l'épaisseur.

Sur les coupes en profil déformées, les épaisseurs apparentes diminuent proportionnellement aux angles de pente ; aussi sur les voûtes et dans les cuvettes les épaisseurs sont-elles plus grandes que sur les flancs.

Dans la pratique, à côté des coupes en profil déformées dressées suivant des règles strictes, on dresse souvent ces coupes suivant des règles arbitraires. Les conditions réelles de gisement des terrains ne peuvent être établies suivant ce profil-schéma. On élabore, par exemple, des coupes en profil en conservant intactes sur le graphique les épaisseurs. Suivant ces règles on construit souvent des coupes en profil régionales.

§ 5. Etablissement de cartes en isolignes ou en utilisant des symboles de convention

Les cartes de destination variée sont les documents graphiques principaux servant à édifier le modèle d'un champ. Sur les cartes géologiques on représente la répartition des unités stratigraphiques au niveau d'une surface quelconque conditionnelle ou réelle, par exemple de dénudation régionale.

Leur construction consiste à dégager les tronçons de la coupe étudiée (stratigraphiques, lithologiques) et à mener les frontières entre ces tronçons. Sur les cartes de grande échelle on indique les éléments de gisement des terrains.

Les cartes d'isolignes visent à donner une caractéristique quantitative des modifications de propriétés ; une image plus schématique de modifications s'obtient au moyen de cartes (schémas) avec usage de symboles. Les principes généraux d'établissement des cartes ont été donnés au chapitre VIII, aussi dans le paragraphe présent n'en-

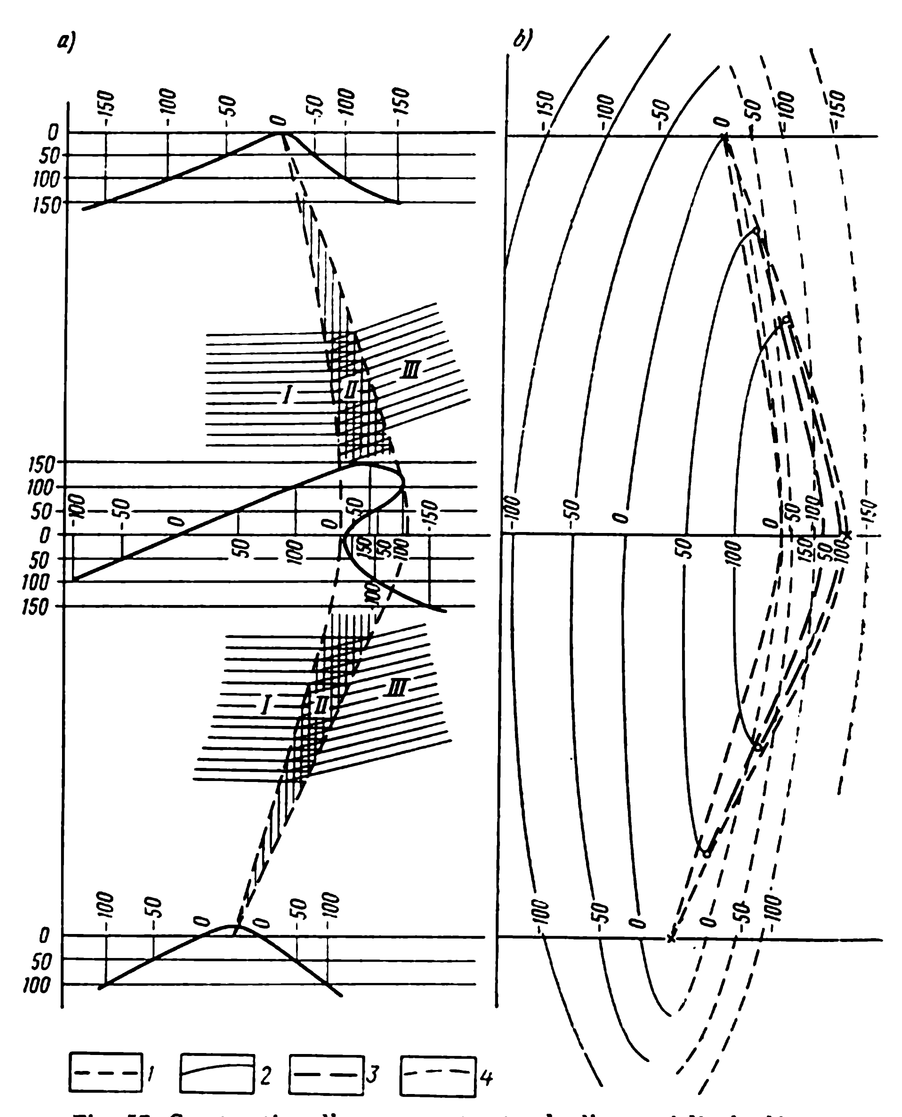


Fig. 57. Construction d'une carte structurale d'un anticlinal déversé

a — coupes en série coïncidant avec le plan des traits zéro; *b* — carte structurale; *I* — zone du flanc normal; *II* — zone du flanc déversé; *III* — zone du ploiement; *1* — limites des zones; *2* — isohypses de la zone *I*; *3* — isohypses de la zone *II*; *4* — isohypses de la zone *III*

visagera-t-on que des cas relativement complexes de représentation des surfaces structurales et autres propriétés des champs.

Les cartes structurales sont dressées d'après le toit, le mur ou d'après la surface de différence lithologique entre les roches, les

discordances stratigraphiques, les accidents tectoniques, etc. Les formes de gisement de la surface à relever sont représentées par des isohypses, c'est-à-dire par des lignes de même cote au-dessus du niveau de la mer. Les isohypses sont menées à des intervalles verticaux déterminés (sections) suivant les conditions de gisement des terrains et la justesse des conceptions sur les formes structurales. Dans les régions plissées, quand les couches sont en pente raide, la section d'isohypses est prise égale à 25-50 m, et dans une investigation détaillée, jusqu'à 10 m. Dans les conditions de plates-formes la section choisie est de 10 ou 5 m. En cours de reconnaissance, les cartes structurales sont édifiées d'après les cartes géologiques, les relevés géophysiques, le forage structural ou d'après les sondages profonds: d'information géologique, de reconnaissance. En cours d'exploration, on utilise pour l'élaboration de cartes structurales les données de forages profonds et l'on tient compte des résultats obtenus par le forage structural et la prospection sismique. Les formes structurales simples sont édifiées par la méthode d'interpolation des triangles. L'établissement de cartes structurales de formes complexes, quand les isohypses se recoupent (plis renversés) ou s'ouvrent (faille inverse), s'opère souvent par la méthode de coupes en série. Cette méthode permet de découper une surface complexe en surfaces de même plan topographique pour chacune desquelles les isohypses ne se recoupent pas.

On a représenté sur la fig. 57 le procédé de construction d'une carte structurale d'un anticlinal déversé. Sur ce dessin la surface du modelé est divisée en trois zones: la zone du flanc normal, la zone du flanc renversé et la zone du ploiement. Pour chaque zone on trace des isohypses jusqu'aux lignes frontières; les isohypses de chaque zone se rejòignent sur les lignes séparant les zones.

Au cas de représentation d'un anticlinal accidenté d'une faille affaissée ou inverse, il est nécessaire de tracer les isolignes séparément pour les parties de la structure non accidentées et la surface touchée par les failles (fig. 58). Les points d'intersection des isohypses de même nom de la structure et de la faille définissent la position des lignes d'accidents de faille. Dans le cas d'une faille affaissée, on est en présence d'un hiatus ou de l'absence de couche ; dans le cas d'une faille inverse, il y a recouvrement ou redoublement de la couche.

Au cours d'exploration d'un champ les horizons supérieurs sont souvent traversés par un grand nombre de puits (structural, de forage profond) que les horizons inférieurs. Or la différence entre les étages structuraux du champ ne permet pas de reporter directement le plan structural des horizons supérieurs sur celui des horizons inférieurs. Dans ce cas pour renforcer la certitude des cartes structurales on recourt à la *méthode de convergence*. L'essence de cette méthode est la suivante. On construit d'abord la carte d'après l'horizon supérieur traversé par un grand nombre de puits. Ensuite, on dresse la carte d'isochores, de distances verticales séparant l'horizon supérieur de l'horizon repère inférieur reconnu par un nombre limité de puits.

La carte d'isochores est appliquée sur la carte structurale de l'horizon supérieur, ensuite, aux points de recoupement de ces cartes, on calcule les cotes de l'horizon repère du bas par déduction des valeurs d'isochores de celles de cotes d'isohypses de l'horizon supérieur. A partir des cotes ainsi obtenues on édifie la carte structurale de l'ho-

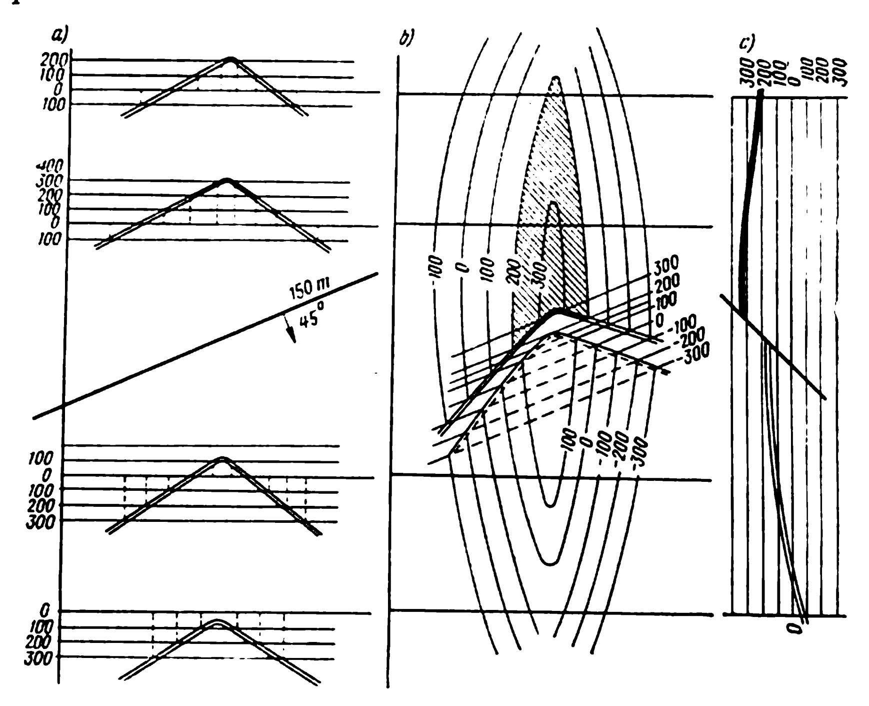


Fig. 58. Construction d'après les coupes en série de la carte structurale d'un pli brachianticlinal accidenté d'une faille transversale

a — coupes en série coïncidant avec le plan des traits zéro; *b* — carte structurale (le gisement est hachuré, les lignes de rupture sont obtenues au moyen des points d'intersection d'horizontales homologues avec la surface de déplacement); *c* — profil longitudinal établi d'après la carte structurale

rizon repère inférieur. Un exemple de telle carte structurale est donné à la fig. 59. La méthode de convergence est généralement appliquée dans les conditions des plates-formes. Parfois les gisements de pétrole et de gaz dans leur état actuel s'alignent sur des noses (nez) structuraux. Pour l'éclaircissement des conditions de leur formation, on dresse des *cartes ignorant le pendage régional.* Les procédés de construction de cette carte apparaissent sur la fig. 60. Sur ce graphique, les isohypses sont tracées en traits continues qui dessinent à l'état actuel le nose structural. Le pendage régional s'établit en menant les lignes réunissant les points de ces isohypses se trouvant au-delà du nose structurale. On obtient ainsi les points de recoupement des lignes de pendage régional avec les isohypses du nose structural. En

réunissant les points homologues de ces recoupements, on obtient les isolignes de la structure ayant existé avant la formation du pendage régional.

Dans les régions de plissement complexe, pour le rétablissement de la répartition réelle de faciès et d'épaisseurs des unités stratigraphiques de l'époque antérieure aux déformations, on recourt à des constructions palinspastiques qui consistent à reconstituer la paléogéographie en s'abstrayant des effets de plissement général ou des déplacements dus aux dislocations. En levant l'effet des déplacements dus aux dislocations, il est possible de reconstituer l'ordre structural actuel des horizons profonds peu étudiés de champ. La méthode s'éclaire en regardant la fig. 61. On construit une série de profils à travers la structure et dans chacun de ces profils on détermine la direction de

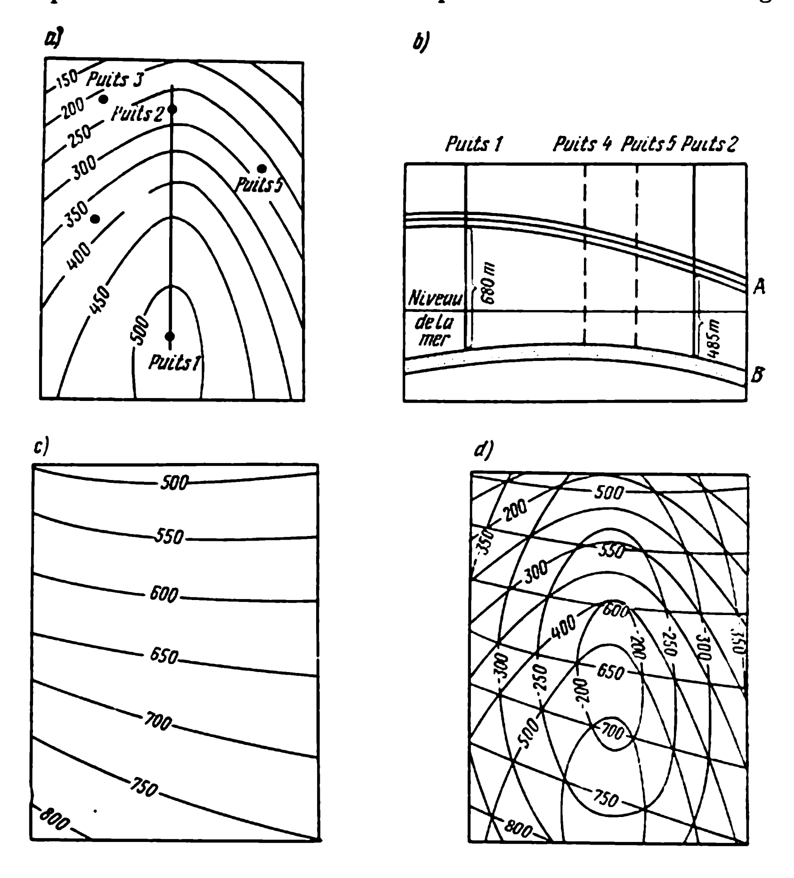


Fig. 59. **Construction d'une carte structurale d'après la carte de convergence**
a — carte structurale du toit de l'horizon supérieur; *b* — coupe de profil avec discordance entre les horizons *A* et *B*; *c* — carte de convergence (de variation d'épaisseur de l'assise intermédiaire); *d* — carte structurale du toit de l'horizon inférieur

la composante horizontale des efforts (stress) ayant provoqué la déformation. Le flanc du pli normal à la direction des efforts horizontaux maximaux est supposé supportant l'effort. On admet qu'au cours du plissement l'incurvation se réalisait sans glissement. Sur le mur de la dernière couche rigide de l'étage structural supérieur se trouve le point virtuel de passage de la retombée d'anticlinal au flanc du synclinal (fig. 61, *a*, point *A*). Une partie du flanc du point

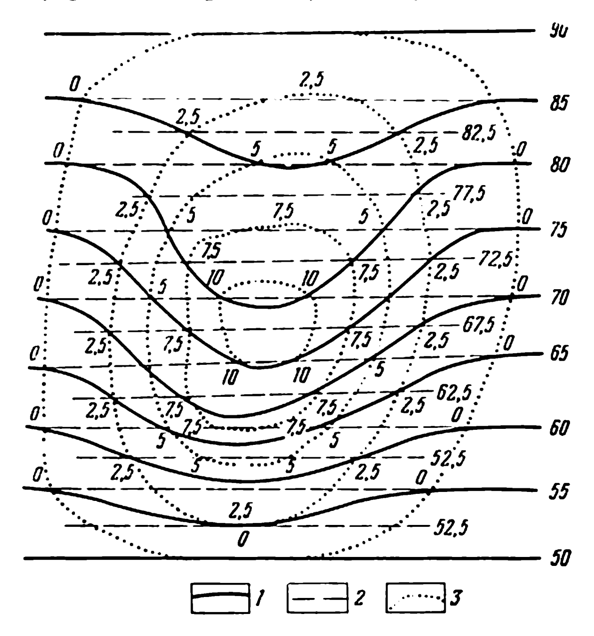


Fig. 60. Carte structurale ignorant la pente régionale

1 — horizontales du relief de la couche repère ; *2* — horizontales de la surface d'inclinaison régionale ; *3* — horizontales de la forme structurale, rapportées au niveau de l'océan avant le déplacement de la forme dans l'espace

A au point *B* subit une rotation dans le sens inverse à l'action de la composante horizontale de manière à former un pli plus lâche avec la clef-de-voûte au point *C*. En portant de ce point suivant la verticale la puissance normale probable de l'assise intermédiaire, on obtient la position cherchée de la voûte du pli de l'étage structural inférieur (point C_1). Ensuite, on construit un pli semblable avec voûte en ce point. D'après une série de profils il est possible de dresser la carte.

La fig. 61, *b* représente une confrontation de la carte structurale construite avec utilisation de procédés décrits (isolignes en pointillés) avec la carte de même aire dressée postérieurement à partir des données de forage.

Les cartes structurales fournissent une représentation parlante des formes du relief souterrain; elles permettent de dégager spatia-

lement le volume occupé par le gisement, de déterminer ses dimensions, d'alléger le calcul de la profondeur du sondage jusqu'à l'horizon concerné.

Outre les cartes structurales, on dresse au moyen d'isolignes des cartes de variation sur l'aire de nombreuses autres propriétés et, en premier lieu, de l'épaisseur des couches.

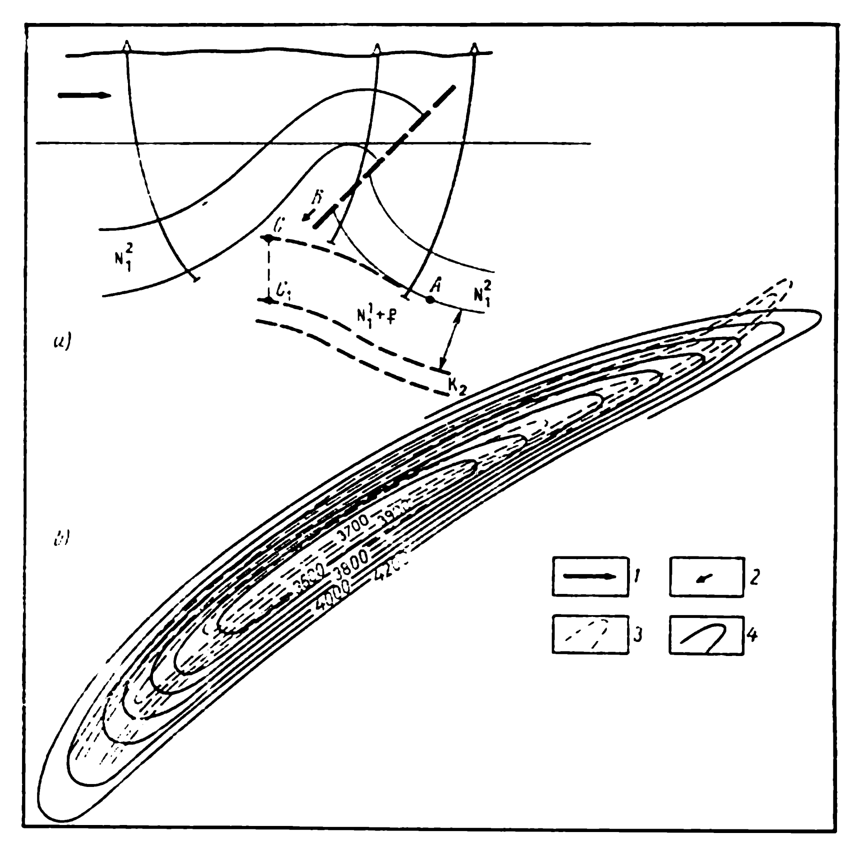


Fig. 61. Coupe de profil (*a*) et carte (*b*) du pli du Crétacé supérieur sur l'aire Staro-Groznyî (d'après Y. A. Sterlenko et T. S. Sidorovitch)

1 — orientation du stress maximal ; *2* — sens de la rotation du flanc du pli au cours du rétablissement de la forme antérieure ; *3* — isohypses tracées au moyen de constructions palinspastiques ; *4* — isohypses tracées sur la base de données de forage

Les cartes d'isolignes sont dressées lorsqu'on est en possession de valeurs numériques de la propriété en des points isolés de l'horizon (des puits). Si la propriété est caractérisée qualitativement (composition lithologique, intensité de cimentation, teneur en argile, etc.), alors au lieu des cartes d'isolignes on dresse des cartes faisant usage de symboles représentant des champs aux caractéristiques qualitatives variées.

12—0805

CHAPITRE XIII

PROTECTION DU SOUS-SOL ET DE L'ENVIRONNEMENT AU COURS DES TRAVAUX DE PROSPECTION DÉTAILLÉE

§ 1. Généralités sur la protection du sous-sol et de l'environnement

La protection de la nature, l'utilisation rationnelle de ses ressources est l'un des problèmes d'actualité, de la solution correcte duquel dépendent, pour beaucoup, le développement harmonieux de l'économie, ainsi que le bien-être des générations actuelles et futures. Du fait de l'élévation incessante de la production des minéraux utiles et de l'accroissement des travaux miniers et de prospection détaillée les exigences envers la protection et l'exploitation du sous-sol deviennent de plus en plus grandes. Les principales exigences concernant les travaux de prospection détaillée, vues sous l'angle de l'étude rationnelle et de la protection des ressources du sous-sol, consistent en ce que toutes les entreprises et organisations chargées de l'étude du sous-sol doivent assurer:

1) une orientation scientifiquement fondée et une efficacité des travaux d'étude du sous-sol;

2) des investigations, dans toutes leurs plénitudes, de l'architecture géologique du sous-sol, des conditions techniques, minières, hydrogéologiques et autres de l'exploitation des gisements;

3) une exactitude de détermination de la quantité et de la qualité des réserves principales et des composants associés utiles, une appréciation géologique et économique des champs de minéraux utiles;

4) une conduite des travaux d'investigation du sous-sol par des méthodes et procédés excluant des pertes injustifiées des minéraux utiles et l'abaissement de leur qualité;

5) une extraction des puits de reconnaissance et d'exploration du pétrole et de son transport excluant l'influence néfaste sur l'environnement;

6) une conservation des puits de reconnaissance et d'exploration qui peuvent servir à une exploitation des champs ou à d'autres objectifs économiques, la liquidation d'autres puits suivant les règles imposées;

7) une conservation de la documentation géologique, d'échantil-

lons de roches et de carottes qui peuvent être utilisés pour une étude subséquente du sous-sol.

Tous les travaux d'étude géologique du sous-sol doivent être enregistrés et inventoriés officiellement dans le but de généralisation et d'utilisation des résultats ainsi que pour empêcher le doublage des travaux mentionnés. L'enregistrement et l'inventaire officiel des travaux d'étude du sous-sol réalisés en conformité avec l'ordre établi par des organismes spéciaux.

Toutes les ressources et tous les champs de minéraux utiles doivent être officiellement inventoriés suivant des règles et systèmes identiques. Cet objectif est rempli par le cadastre d'Etat de champs et les bilans d'Etat de réserves des minéraux utiles où l'on puise l'information sur la quantité et la qualité de réserves des composants utiles, principaux et associés, ainsi que sur le degré de leur étude, les conditions d'exploitation des champs, leur valeur géologique et économique, le degré de mise en valeur, la production, les pertes et l'approvisionnement de l'industrie en réserves prouvées.

Les réserves prouvées doivent être officiellement homologuées compte tenu de l'authenticité de l'information sur les réserves, de leur quantité et qualité, de leurs conditions de gisement, de leur préparation à l'exploitation industrielle.

La radiation du bilan de réserves actives de minéraux utiles, extraites, perdues, n'ayant plus de valeur commerciale ou non confirmées par des études subséquentes du champ est effectuée suivant des règles établies et en accord avec la maîtrise d'Etat à la mine. Ces organismes exercent également la surveillance sur l'utilisation et la protection du sous-sol.

Le contrôle d'Etat des travaux d'étude géologique du sous-sol est effectué par les organismes d'Etat de contrôle géologique qui vérifie l'orientation, les méthodes, la nature complexe et la qualité des travaux d'étude du sous-sol.

§ 2. Conditions de protection du sous-sol et de l'environnement au cours des prospections détaillées de pétrole et de gaz

Les objectifs d'utilisation rationnelle et de protection du sous-sol au cours des prospections détaillées de pétrole et de gaz constituent un ensemble de mesures et de notions réglant leur réalisation successive. Elles sont prévues à tous les stades des travaux de prospection détaillée et pour toutes les opérations mises en œuvre sur des aires isolées ou des régions entières. Les exigences de protection du sous-sol et de l'environnement doivent être prises en compte dans les projets, en cours d'exécution et à l'achèvement de chaque étape ou aspect des travaux.

La satisfaction des principales exigences qu'imposent l'étude rationnelle et la protection du sous-sol est assurée par l'application

de méthodes perfectionnées de prévision et d'exécution des travaux de prospection détaillée.

C'est ainsi que le choix d'une orientation justifiée des prospections au stade d'investigations régionales est soutenu par la programmation de ces travaux sur la base d'un modèle géologique préalablement établi de l'architecture de la région concernée, par l'application d'un ensemble de méthodes d'investigation appropriées aux conditions géologiques concrètes, etc. Au stade de préparation d'aires à un forage de reconnaissance, par exemple, tout en dégageant au préalable les structures les plus grosses et les plus perspectives, il est nécessaire de ne pas oublier de dégager les aires à pièges de nature non structurale.

Au stade de forage de reconnaissance, l'architecture géologique complète du sous-sol doit être reconnue par la traversée de toute la coupe des dépôts sédimentaires jusqu'au socle ou des profondeurs techniquement possibles en dégageant et en caractérisant avec des détails différenciés les gisements principaux et secondaires du champ et cela en satisfaisant rigoureusement à toutes les exigences réclamées pour obtenir une information de qualité des puits de reconnaissance.

Au stade d'exploration et de préparation d'un champ à une exploitation, tous les paramètres nécessaires des puits doivent être bien étudiés, ce qui est garanti au moyen d'une formulation précise des exigences imposées aux objectifs de l'exploration et un système scientifiquement justifié de leur satisfaction. Avec le calcul de réserves principales des minéraux utiles on doit également tenir compte des composants associés.

Lors d'un choix et d'une justification du complexe de méthodes d'exécution des travaux de prospection détaillée il faut tenir compte des exigences imposées par la protection de l'environnement. C'est ainsi qu'en abordant les investigations géophysiques sur des plans d'eau poissonneux et recélant des animaux utiles, on doit s'abstenir de procéder à des travaux de minage et les remplacer par des méthodes et procédés moins dangereux pour la population des eaux.

La forme principale des prospections détaillées de champs pétroliers et gaziers est le forage de puits. En les implantant, on doit appliquer toutes les mesures de protection d'objets de la nature : pièce d'eau, forêts, champs et pâturages et autres objets classés d'intérêt public, pouvant les détériorer et causer des dégats. On ne peut tolérer l'implantation de puits au voisinage d'agglomérations, d'écoles, d'établissements pour enfants, d'hôpitaux, etc. L'implantation d'un puits doit être approuvée par les représentants des autorités locales qui doivent procéder à l'assignation d'un lot de terrain de dimensions prévues par les normes techniques. Habituellement les dimensions du lot assigné pour l'implantation d'un puits de prospection sont de 1,2-1,5 ha sans voies d'accès. L'assignation du lot de terrain est documentée par un double procès-verbal.

Dans les projets de travaux de prospection détaillée doivent être prévues des mesures excluant la détérioration de gisements d'autres

minéraux utiles qui peuvent se trouver dans la coupe traversant l'aire concerné (par exemple du sel).

Avec le forage de puits, surtout de grandes profondeurs et dans des conditions géologiques complexes, les géologues-prospecteurs se heurtent à diverses manifestations de forces naturelles (écoulements d'eaux thermales et minérales, effusions spontanées d'huile et de gaz, quelquefois accompagnées d'incendies, etc.). Aussi une des exigences essentielles est de se conformer aux règles de sécurité dans les travaux entrepris. Ces règles doivent assurer non seulement la sécurité des personnes, de l'équipement fort onéreux et des puits mais aussi garantir la conservation du minéral utile et de ses conditions initiales de gisement. Il y avait des cas où un jaillissement incontrôlé et prolongé des puits conduisait à un épuisement total des gisements dont l'exploitation aurait été économiquement avantageuse.

Un grand dommage est causé au sous-sol et à la surface par des griffons, ouvertures par lesquelles jaillissent les émanations de gaz quelquefois à des grandes distances des puits. Ce phénomène peut se produire pour des champs à clef-de-voûte accidenté. Les émanations de gaz et leur diffusion sur de grandes surfaces dans les couches souterraines peuvent engendrer une situation dangereuse dans la région des travaux. Un danger particulièrement grave pour les personnes et les animaux présente l'éruption incontrôlée de gaz contenant des fractions importantes de sulfure d'hydrogène.

L'écoulement d'eau des puits conduit à une perte injustifiée d'eau, souvent à vertu curative ou contenant des composés utiles. L'écoulement d'eau, même d'aucune valeur, met en mauvais état les champs et les pâturages entraînant la formation de marais et quelquefois la perte d'animaux. Le jaillissement d'eau douce des puits est néfaste car cela diminue les réserves en ces eaux.

Avant de procéder à un forage, un ordre écrit doit être établi sur les conditions techniques et géologiques où doivent être mentionnés les tronçons de complications possibles à l'avancement. Au cours d'un forage il est nécessaire de prendre des mesures s'opposant au jaillissement non contrôlé, à la formation de griffons et à l'éboulement du trou de sondage. Il faut isoler l'un de l'autre les intervalles pétroliers, gazeux et aquifères des puits, garantir l'étanchéité des tubages et la qualité de leur cimentation. Si au cours d'un forage on rencontre de nouveaux tronçons, non prévus, présentant des indices pétrolifères et gazéifères (sur la base des carottes, des débris, des indices de pétrole et de gaz, des données de géophysique de chantier), ces tronçons doivent, au préalable, être testés dans un puits non tubé au moyen d'un tester de formation, ensuite il faut essayer d'empêcher les infiltrations possibles de boues par ces tronçons.

Lors d'un sondage supplémentaire d'un champ, au cours de la traversée par le puits d'exploration des horizons déjà en exploitation, il peut s'observer une fuite de boues dans ces horizons. Il faut dans ce cas interrompre l'exploitation des puits en activité les plus proches jusqu'à l'achèvement du forage d'exploration ou bien fer-

mer l'objet mis en exploitation au moyen d'un tubage intermédiaire.

L'ouverture des couches à grande pression de gisement doit être faite avec des boues lourdes et la tête du puits doit être munie d'un obturateur de sécurité.

Il ne faut pas tarder entre la perforation d'un intervalle et la complétion d'un puits, car cela peut conduire à un abaissement de la perméabilité du fait des actions de la boue et donner une information fausse sur la vraie productivité de la couche. En cas d'interruption forcée du train-train, le trou du puits doit être rempli de boue de forage.

Les puits accidentés peuvent quelquefois constituer un danger pour le sous-sol et le milieu environnant en surface. Parfois, ils restent non tubés dans une partie du trou ou dans tout le trou, aussi la liquidation d'un tel sondage présente-t-elle d'importantes difficultés.

La liquidation de puits avariés est en général une opération compliquée. L'objectif principal est d'interrompre l'écoulement par la tête du puits de l'eau, de l'huile et du gaz. En cas de débits limités, on arrive à boucher ces sondages par des boues lourdes. La liquidation des jets d'échappement puissants non controlés est réalisée par forage de trous inclinés dans le but de décapage de la couche près du trou du puits avarié. Les venues de fluides dans le nouveau trou diminue l'éjection par le trou avarié et facilite sa liquidation par bouchage avec de boues de forage lourdes.

Quelquefois une mise en exploitation commerciale prématurée des puits de reconnaissance et d'exploration dans des champs de gaz d'huile et de condensat peut entraîner des dangers pour le sous-sol ayant donné des jets de gaz puissants. En outre, dans le premier de ces champs il y a chute de l'énergie de gisement du chapeau de gaz, qui est nécessaire à l'extraction du pétrole de l'anneau de l'huile, tandis que dans les seconds, l'abaissement de la pression de gisement au-dessous de celle de condensation provoque le passage des hydrocarbures lourds de la phase gazeuse à la phase liquide, ce qui mouille les terrains de la couche et, par suite, aboutit à la perte d'hydrocarbures de plus haute valeur. Aussi avec de tels gisements faut-il s'abstenir de mettre en grande exploitation les premiers puits avant que ne soient estimées les réserves en hydrocarbures liquides.

Les puits de reconnaissance et d'exploration peuvent être mis temporairement en conservation s'il faut interrompre les travaux d'implantation. La conservation forcée peut être causée par des inondations, un glissement de terrain, etc., la destruction de la tête du puits du fait d'un cataclysme, l'impossibilité de pousser plus avant le forage avec l'outillage disponible.

Afin d'éviter des complications et des accidents éventuels, ces puits doivent être convenablement équipés, et des mesures doivent être prises pour la garantie de l'état normal du trou remis en service.

Lorsqu'on doit mettre en conservation un puits prévu pour une

exploitation ultérieure, on coule dans le trou du puits de la boue de forage parfois traitée par des agents tensio-actifs, tandis que sa partie supérieure (jusqu'à 30 m) est remplie de l'huile.

Avec la liquidation des puits dans les tronçons aux couches improductives ou peu productives, on établit des bouchons de ciment. La hauteur de chaque bouchon de ciment doit être égale à l'épaisseur de la couche plus 20 m au-dessus du toit et au-dessous du mur de la couche. Le bouchon de ciment s'élevant au-dessus du toit de la couche supérieure ne doit être moins de 50 m.

Le trou du puits est rempli de boue de qualité assurant sur le fond une pression dépassant celle du gisement. Le tubage n'est enlevé que si les gisements ne sont pas à gaz et à condensat ou à eaux captives minéralisées pouvant contaminer les eaux douces supérieures. Les puits de reconnaissance et d'exploration sont souvent implantés au milieu des labours, des forêts, des cultures maraîchères et des jardins, aussi ne peut-on tolérer leur altération par du pétrole, du fuel-oil, des boues. Par mesure de prévention il faut opportunément prévoir le nombre nécessaire de fosses de décantation et de bourbiers de boues usées, ainsi que d'endiguer l'aire du chantier de forage. Tout le territoire occupé par le chantier de forage et les voies d'accès à ce dernier doivent être remis en état permettant leur utilisation économique.

L'huile et l'eau accumulées avec l'échantillonnage sont versées de nouveau dans le puits, les fosses et les bourbiers de boues usées sont remblayés, le territoire du chantier de forage est nettoyé de tous les objets et matériaux métalliques, en bois et en béton et nivelé, puis transféré par procès-verbal aux organisations locales accréditées.

PARTIE 3

OBJECTIFS DES ÉTAPES ET DES STADES DES PROSPECTIONS GÉOLOGIQUES ET DES TECHNIQUES DE LEUR RÉSOLUTION

CHAPITRE XIV

ÉTUDES RÉGIONALES ET PRONOSTIC DES POSSIBILITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

§ 1. Objectifs des investigations régionales

L'objectif général des investigations régionales est l'élaboration d'une base géologique pour une bonne estimation qualitative et quantitative des possibilités pétrolière et gazière du sous-sol de vastes territoires ou de nouveaux étages structuraux permettant de dégager les zones de probables accumulations de pétrole et de gaz et d'apprécier l'échelle pétrolifère et gazéifère de ces zones.

Les objectifs géologiques concrets d'études régionales sont multiples. Leur contenu est fonction : a) du volume de l'information déjà accumulée sur l'architecture géologique et les possibilités pétrolière et gazière de la région ; b) d'objectifs de recherches à effectuer dans la région concernée ; c) des conditions spécifiques de l'arrangement géologique, ainsi que des conditions géographiques et économiques ; d) de l'échelle de l'objet d'investigation.

Dans une première approche, il faut distinguer les objectifs d'investigations dans de nouveux bassins, provinces ou régions, présentant des perspectives en pétrole et en gaz, qui, pratiquement, n'ont pas été prospectés et sur l'architecture desquels on ne possède que des données limitées, des objectifs d'étude dans les régions anciennes, déjà en exploitation. Le besoin d'entreprendre de nouvelles études régionales dans des anciennes régions pétrolifères et gazéifères est dicté par la nécessité de mise en valeur de plus grandes profondeurs, de nouveaux éléments et étages structuraux et de prospection de gisements plus compliqués.

En déterminant les principaux facteurs et régularités de l'architecture géologique de nouveaux territoires ou plans d'eau, on analyse et l'on étudie : a) les principaux éléments tectoniques du territoire contrôlant la composition et les variations essentielles de l'épaisseur du complexe sédimentaire, et les principaux étages structuraux de ce dernier ; b) la composition minéralogique (de faciès) et l'âge géologique des formations sédimentaires ; c) les indices directs et

indirects de pétrole et de gaz et les conditions hydrogéologiques des assises à possibilités pétrolières et gazières.

En étudiant les particularités de l'architecture des territoires perspectifs ou pétrolifères et gazéifères des plates-formes et des fosses bordières, il est important de se faire une idée bien nette des particularités essentielles du relief du socle. C'est important pour plusieurs raisons.

En premier lieu, l'étude du relief de la surface du socle, qui est une limite inférieure du complexe de terrains sédimentaires, permet de fixer l'épaisseur de ce complexe et de se faire une idée des variations de ce dernier au sein de la région.

En second lieu, en dégageant de gros éléments du relief de la surface du soubassement, on acquiert une représentation sur l'ordre tectonique général du territoire, sa division en bassins intérieurs, fosses, voûtes, pentes régionales qui, à leur tour, contrôlent la répartition des zones pétrolifères et gazéifères.

En troisième lieu, l'étude de la surface du socle est, en général, un moyen effectif de déceler les structures enfouies des étages structuraux inférieurs de la couverture sédimentaire.

Enfin, la connaissance du relief de la surface du socle, de sa composition minéralogique et des caractéristiques physiques de ses roches (densité, aimentation) est nécessaire pour l'interprétation des champs physiques anomaux.

Ces dernières années, dans la pratique d'investigations régionales réalisées dans les bassins pétrolifères et gazéifères, se sont répandues les études géophysiques spéciales de l'architecture profonde de l'écorce terrestre. Elles sont réalisées par l'observation sismique de la surface de la couche « basaltique » de l'écorce (profondeur de la surface de Conrad 20-25 km) et de la surface du manteau (profondeur de la surface de Mohorovičić 30-70 km). Les données de ces investigations sont utilisées pour des reconstructions de l'histoire géologique, des inteprétations des champs de pesanteur et magnétique dans des buts de prospection, principalement pour le calcul et l'élimination des composantes régionales de ces champs.

L'épaisseur de la couverture sédimentaire dans les provinces et bassins pétrolifères et gazéifères varie dans de larges proportions allant de 1,5-2 km jusqu'à 10-15 et même jusqu'à 20 km (dépressions Péricaspienne et Caspienne méridionale, etc.). Généralement, une puissante couverture sédimentaire contient plusieurs étages tectoniques ou structuraux aux ordres structuraux différents et même présentant divers types de déformation des couches. Ces étages tectoniques et structuraux du remblayement sédimentaire sont particulièrement marqués au sein des régions et zones de subsidence profonde où s'accumulent d'épaisses séries salifères (dépressions Dniepr-Donetz et de Pripiat en Ukraine et en Biélorussie, d'Amou-Daria en Asie Centrale, Péricaspienne au Sud-Est de la partie européenne de l'U.R.S.S., dépression de Kouban d'Est dans le Caucase du Nord). Dans ces dépressions on distingue nettement un ou plusieurs étages

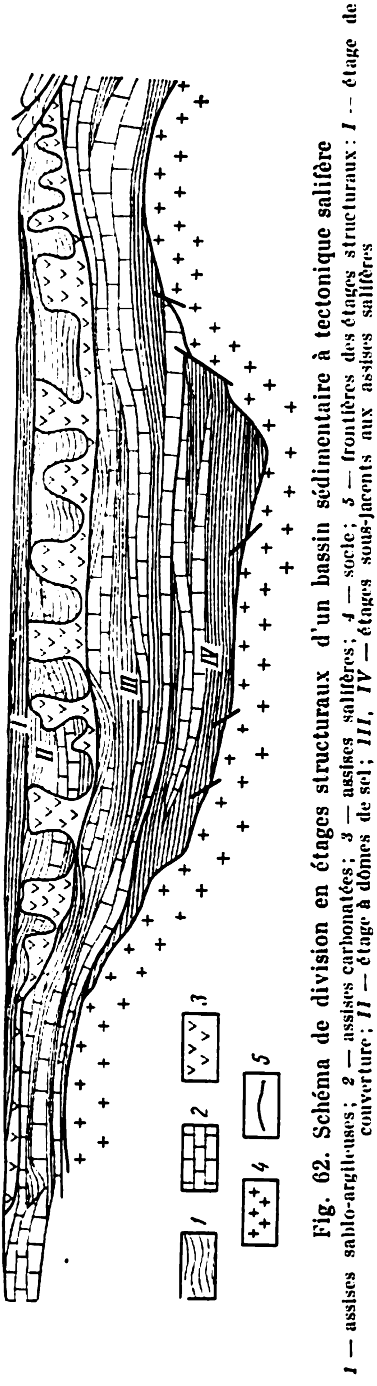


Fig. 62. Schéma de division en étages structuraux d'un bassin sédimentaire à tectonique salifère

1 — assises sablo-argileuses; 2 — assises carbonatées; 3 — assises salifères; 4 — socle; 5 — frontières des étages structuraux; I — étage de couverture; II — étage à dômes de sel; III, IV — étages sous-jacents aux assises salifères

structuraux subsains à tectonique relativement calme; un étage salifère ou un étage tectonique à dômes de sel énergiquement disloqués (dômes et plis diapirs); un étage de couverture aux structures à faibles pendages (fig. 62).

L'étude des ordres structuraux et la fixation de types de déformations de l'assise sédimentaire emmagasinant et protégeant les gisements de pétrole et de gaz est un des principaux problèmes des investigations régionales. Sa résolution prédétermine dans une grande mesure la localisation des travaux de prospection des stades suivants. Il va de soi que la préférence est donnée à l'étude des étages structuraux se trouvant dans l'intervalle des profondeurs susceptibles d'être atteintes par les forages.

Un autre groupe de problèmes des investigations régionales se rapporte à l'étude des coupes géologiques et hydrogéologiques du territoire. Ces problèmes sont résolus par des forages de puits d'information géologique et paramétrique, ainsi que par l'analyse des affleurements naturels de couches dans les régions de montagnes encadrant nombre de bassins pétrolifères et gazéifères. Lors d'une étude de la coupe au stade régional d'investigation, on doit déterminer :

a) la séquence générale d'âge et de composition lithologique des terrains se disposant de haut en bas dans les coupes géologiques en différents points du territoire étudié ;

b) la caractéristique minéralogique ou de faciès des complexes sédimentaires traversés, témoignant des conditions tectoniques paléogéologiques, géochimiques et climatiques de leur formation;

c) la position dans les coupes géologiques du territoire de systèmes hydrostatiques (hydrogéologiques), leur caractéristique, ainsi que celle des propriétés des roches-magasins qui les contiennent;

d) la position dans les coupes géologiques, l'épaisseur et le développement d'assises peu perméables à l'eau, huile et gaz (argileuses, sulfatées, salifères);

e) la nature, l'intensité et la quantité d'indices pétrolifères et gazéifères directs et indirects;

f) la caractéristique géothermique de la coupe et sa variation en rapport avec les principaux éléments structuraux;

g) la caractéristique (paramètres des principales propriétés physiques des terrains — densité, conductibilité électrique, susceptibilité magnétique, dureté acoustique, vitesse de propagation des oscillations élastiques).

Les puits d'information géologique et paramétriques sont implantés sur la base de données géologiques et géophysiques générales et l'hypothèse adoptée de l'architecture de la région sur les aires les plus perspectives selon cette hypothèse. Quelquefois on procède à des forages de puits paramétriques en profil ou en coupes sériées.

Au cours d'investigations régionales, tout en résolvant les problèmes géologiques, on met au point les méthodes d'études en les passant au tri, en les essayant et en perfectionnant les mieux adaptées d'entre elles. Ceci se rapporte principalement aux études géophysiques, sur le terrain ou le chantier, de même qu'aux travaux géochimiques, hydrogéologiques, aux installations de forage, etc. Les données des études géophysiques, essentiellement sismiques, doivent présenter plus de sûreté au stade suivant de travaux de recherche, le stade de préparation des aires au forage de reconnaissance. Aussi en forant les puits d'information géologique et paramétriques au stade d'investigations régionales définit-on les propriétés physiques des roches dont la connaissance régit la précision de l'interprétation des données géophysiques (de la densité, de la vitesse de propagation des oscillations élastiques, de la résistivité électrique).

Les investigations régionales comportent l'ensemble de travaux qui sont essentiellement exécutés au sein de laboratoires et d'instituts de recherches scientifiques. S'y rapportent:

a) les déterminations analytiques de la composition, des propriétés physiques et des caractéristiques de roches-magasins de la coupe du territoire, de la teneur en sel des eaux de couches souterraines, des gaz libres et dissous dans l'eau, de l'huile et en substances organiques des eaux et des roches;

b) la division et la corrélation des coupes de sondages avec dégagement de surfaces de discordance stratigraphique et de zones de changement de faciès ou de biseautage;

c) l'interprétation complexe de données géophysiques — des champs physiques anomaux et des profils géophysiques — au cours de laquelle est établie la géographie des régions, réalisée la transformation des champs, le calcul des profondeurs de corps géologiques

se trouvant à l'origine des anomalies, le tracé de profils géologiques et géophysiques, leur rattachement mutuel ainsi qu'avec les coupes de sondages;

d) la division en régions tectoniques du territoire avec dégagement d'étages tectoniques et de gros éléments structuraux, y compris la construction de schémas correspondants, cartes et coupes en profil;

e) l'étude de l'histoire géologique de l'évolution du territoire, de formation de ses principaux éléments tectoniques;

f) la définition de types faciaux et génétiques de la substance organique des roches, du degré de son métamorphisme, des régularités de sa distribution dans les coupes et, sur cette base, la recherche des formations susceptibles de donner naissance à du pétrole et du gaz;

g) la mise en évidence dans la coupe de complexes à nappes captives, pétrolifères et gazéifères avec caractéristique de leurs régimes hydrodynamiques;

h) la répartition géographique des gisements de pétrole, autrement dit la détermination des régularités spatiales éventuelles de la distribution des gisements et des champs de pétrole et de gaz et de leurs ressources.

L'analyse scientifique et la synthèse de données d'investigations régionales ont pour but de mettre au point et de recommander aux prospections suivantes:

a) des modèles historique, géologique et tectonique d'étude du territoire ou du plan d'eau;

b) un pronostic de possibilités pétrolière et gazière avec estimations des ressources de pétrole et de gaz au sein de différentes unités stratigraphiques, étages structuraux et zones tectoniques;

c) des voies de prospection de première importance, c'est-à-dire les plus perspectives et techniquement réalisables (zones d'accumulation de pétrole et de gaz);

d) l'effet économique probable de ces voies, autrement dit, les dimensions probables de l'accroissement des réserves de pétrole et de gaz et du volume de la production pour les années prochaines et l'avenir lointain;

e) la liste de travaux de prospection efficaces dans les conditions géologiques données.

§ 2. Principes fondamentaux de mise en œuvre d'investigations régionales

Il existe quelques principes généraux d'exécution rationnelle des études régionales.

a) Les investigations régionales dans de nouvelles régions et de nouveaux objets sont planifiées et se préparent sur la base d'un modèle d'architecture géologique de la région mis au point au préalable. Ce modèle ne doit pas être en contradiction avec les renseignements géologiques déjà accumulés. Il peut présenter une nature

hypothétique, mais il doit néanmoins être mis en œuvre. D. I. Mendeleiev avait écrit : « Il vaut mieux se servir d'une hypothèse qui, par la suite, s'avérera fausse que de n'en avoir pas du tout ».

b) Les multiples problèmes qui se posent chaque fois devant les études régionales exigent la mise en œuvre d'un ensemble de méthodes d'investigation différentes.

Pour l'étude des ordres tectoniques voisins de la surface, on utilise les levés géologique et tectonique, y compris le levé aérien, et le forage structural. La structure de différents étages du complexe sédimentaire est étudiée au moyen de variantes de la prospection sismique-reflexion, et au moyen du forage structural. S'il se rencontre dans la coupe des assises suffisamment épaisses et de grande résistivité électrique (calcaires, anhydrites, sel), on emploie différents types de prospection électrique. La gravimétrie s'avère efficace avec l'étude des régions et structures à dômes de sel, ainsi que pour l'investigation des surfaces enfouies de terrains carbonatés compactes au cas où ces surfaces ont un relief assez tourmenté. La surface du soubassement et des unités plus profondes de l'écorce terrestre est étudiée par diverses modifications de la méthode corrélative d'ondes réfractées et de la méthode d'ondes réfléchies, et de façon plus sommaire, par différentes méthodes de prospection électrique. Pour l'étude du socle et de sa structure interne, on recourt au forage et aux levés gravimétriques et magnétiques.

L'ensemble de méthodes d'investigation est établi en fonction des objectifs posés et des conditions géologiques concrètes. Les méthodes sont choisies de manière que chacune d'elles puisse fournir chaque fois une information différente par son contenu, sans doubler les autres méthodes. Si deux méthodes sont dans les mêmes conditions également efficaces lors de la résolution d'un problème concret (par exemple, la prospection sismique et le forage structural ou les prospections sismique et électrique), la préférence doit être accordée à celle dont le prix est inférieur. Ainsi, l'ensemble des études régionales doit s'avérer efficace et économiquement rationnel.

c) Le complexe d'études régionales est mis en œuvre suivant un schéma permettant de compléter mutuellement les données obtenues par des méthodes différentes, ainsi que de tirer une information géologique complète et précise des matériaux d'observations géophysiques.

Le schéma rationnel suppose le dressement de profils sismiques et de prospection électrique régionaux par les points d'implantation de puits d'information géologique ou paramétriques. Avec cette compensation réciproque de la position des puits et des profils géophysiques on arrive tout d'abord à utiliser directement les paramètres précis de la coupe traversée (vitesse de propagation d'oscillations élastiques, densité, résistivité électrique) pour l'interprétation des matériaux géophysiques. Ensuite, les données géologiques du forage (disposition dans la coupe des frontières stratigraphiques et physi-

ques) sont portées sur le profil géophysique et ainsi extrapolées à un vaste territoire.

Dans nombre de cas, pour une juste interprétation géologique de profils de prospection électrique, il est possible d'utiliser non pas des puits mais des profils sismiques, dont le contenu géologique est déjà connu d'après les forages. Les profils sismiques et de prospections électriques au contenu géologique suffisamment connu sont utilisés à leur tour pour l'interprétation des champs physiques naturels — les champs de pesanteur et magnétique.

Ainsi le schéma rationnel et efficace d'études régionales est par lui-même générateur de possibilités d'extension systématique des informations géologiques précises sur la région, à partir de points isolés à une vaste aire. Les frontières géologiques dégagées par le sondage sont rapportées sur un profil géophysique ou un système de profils réciproquement compensés. Si dans ce cas sont établis des rapports réguliers visibles entre le tracé des frontières géologiques sur ces profils et la nature des changements des champs de pesanteur ou magnétique, alors une importante information géologique peut être étendue à une grande aire.

De cette façon, si une grande subsidence enfouie et des failles ou flexures bordières, établies par un unique itinéraire sismique, se trouvent en corrélation sur cet itinéraire avec le minimum (ou le maximum) de pesanteur régional et des gradins de gravitation, on est en droit alors de supposer une probable extension de la subsidence dans les limites du minimum (ou du maximum) de pesanteur mentionné.

d) En effectuant des études régionales, on doit suivre une certaine succession d'opérations de résolution des problèmes en allant de problèmes généraux aux problèmes particuliers.

Dans les premières étapes, l'attention principale se concentre sur l'étude de l'ordre tectonique général et des étages structuro-tectoniques, de la coupe géologique du territoire, de sa composition en formations avec dégagement de barrières régionales et si possible de complexes sédimentaires à l'huile et à gaz, sur l'appréciation de leurs paramètres géochimiques et hydrogéologiques, de leurs indices pétroliers et gaziers et du degré d'accessibilité.

A la seconde étape, on dégage, en dressant des cartes et en appréciant par le forage, les zones de localisation possible de pétrole et de gaz, on détermine les types possibles de champs et l'on teste les méthodes d'établissement des cartes géophysiques.

§ 3. Exemples de planning et d'exécution de travaux régionaux

Les plans et projets uniques d'investigations régionales, géologiques et géophysiques des zones perspectives ou des régions pétrolifères et gazéifères sont mis au point par des instituts de recherches scientifiques professionnels en commun avec les organisations de produc-

tion, en général, à long terme. La mise au point du plan s'effectue sur la base de certaines notions (hypothèses) sur l'architecture de la région, de tâches formulées avec une grande précision et d'une estimation réaliste de possibilités géologiques et économiques de l'efficacité de ces travaux. Les procédés de réalisation des investigations régionales sont aussi en grande partie fonction des conditions physico-géographiques locales.

En guise d'exemple, on peut envisager deux plans d'investigations régionales réalisées dans la province Oural-Volga, ainsi que les investigations régionales effectuées en Sibérie occidentale avec ses conditions physico-géographiques particulières.

Un des plans susmentionnés se rapporte aux vieilles régions productrices de pétrole de Tatarie, de Bachkirie et aux régions limitrophes. Son objectif est l'étude du système de dépressions de Kama-Kinel considéré comme objet séparé de prospections disposant d'importantes réserves pétrolières hypothétiques et pronostiquées.

Le second plan comporte un programme s'étendant à plusieurs années d'études régionales d'un nouveau élément tectonique dans la basse Volga, le seuil bordier de la dépression Péricaspienne.

Le *système de dépressions de Kama-Kinel* se dégage dans le complexe carbonaté du Frasnien supérieur — Viséen moyen à l'Est de la plateforme russe; il possède une configuration compliquée (fig. 63). Les dépressions de ce système ne s'expriment pas nettement dans le Dévonien terrigène et dans le relief de la surface du socle, ainsi que dans les dépôts oxiens et plus récents qui le recouvrent. Les dépressions sont remplies d'épaisses assises terrigènes (jusqu'à 1000 m) du Carbonifère inférieur et sont bordées sur les marges par des terrains carbonatés avec des édifices récifaux. Les champs de pétrole décelés dans certains secteurs du système sont en rapport avec des formations carbonatées des flancs marginaux et des structures anticlinales de la série terrigène du Carbonifère inférieur des zones internes des dépressions. Ces structures commandent généralement les champs pétroliers à couches multiples (Moukhanovo, Dmitrievka, etc.). Des gisements de pétrole associés aux formations récifales et terrigènes du Carbonifère inférieur ont également été découverts sur le flanc de la dépression Aktanych-Tchechma, en Bachkirie. C'est ainsi que l'étude et la prospection du système de dépressions de Kama-Kinel se sont révélés économiquement très rentables. En fait, ce système constitue une des principales sources d'accroissement des réserves et du maintient de la production d'huile dans les vieilles régions de la province Oural-Volga.

Le système de dépressions est étudié et prospecté de façon assez irrégulière. Les investigations régionales sont prévues et réalisées sur des secteurs peu ou pas du tout étudiés avec des objectifs concrets quelques peu différenciés.

En recourant au complexe élaboré d'investigations régionales, il faut déterminer la continuité ou la fermeture des dépressions (par exemple, le prolongement oriental de la dépression Moukhanovo-

Erokhovo), préciser, dans certaines régions, la disposition et l'arrangement du remblaiement terrigène, fixer les secteurs de recherche de différents types de pièges (pièges massives, de couches en voûte,

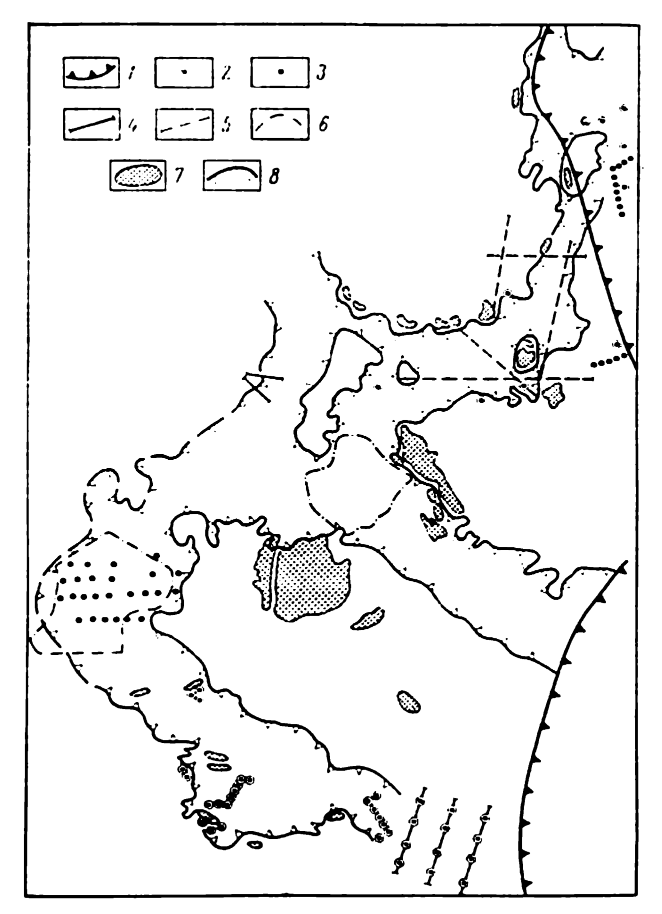


Fig. 63. Schéma des travaux géophysiques régionaux mis en œuvre sur le système de dépressions de Kama-Kinel (d'après M. F. Mirtchinok, I. I. Kojevnikov et autres)

1 — frontière de l'Avant-fosse ouralienne; 2 — puits paramétriques; 3 — puits de profil paramétriques de faible diamètre; 4 — profils sismiques complexes (d'ondes réfléchies, de réception dirigée, de mise en phase automatique, de point de fond commun); 5 — profils géophysiques de base (méthode d'ondes réfléchies, gravimétrie précise); 6 — frontières des aires de prospections électriques; 7 — champs de pétrole; 8 — frontières d'extension du système de dépression de Kama-Kinel

à barrière lithologique) et apprécier l'ampleur des possibilités pétrolières des zones d'accumulation probable de pétrole.

Les principales techniques conseillées sont la gravimétrie de haute précision et la prospection électrique. L'efficacité de ces techniques est fonction de l'extension dans ces dépressions d'une puissante série

terrigène. Les roches de cette série ont une faible densité, et, partant, engendrent un effet gravitationnel négatif. Mais en même temps elles se différencient des terrains carbonatés encadrants et sous-jacents par une conductibilité électrique élevée permettant de dresser les cartes de la bordure et du fond des dépressions en recourant à la prospection électrique.

Les travaux sismiques plus onéreux sont planifiés dans les variantes des méthodes de réception dirigée et de point de fond commun rien que sur des secteurs à architecture complexe. Sur ces derniers, on fore également des puits paramétriques en profil et des puits paramétriques. C'est ainsi qu'on a programmé d'investiguer le prolongement Sud-Est de la dépression Moukhanovo-Erokhovo avec son champ de pétrole par prospection sismique et des puits paramétriques implantés suivant trois profils. La prospection électrique est dans cette région moins efficace ou tout à fait inapplicable à cause de la présence du sel dans les dépôts permiens. Les conditions sismogéologiques y sont de même très complexes. Aussi pour obtenir une information suffisamment sûre, s'est-il avéré nécessaire de forer une série de puits paramétriques.

La *zone bordière de la dépression Péricaspienne* est un élément tectonique allongé (plusieurs centaines de kilomètres) assez singulier, auquel est liée la grande zone individualisée d'accumulation de pétrole et de gaz de la Basse Volga. Les données recueillies témoignent de rapports assez compliqués entre les complexes lithologiques et stratigraphiques de cette zone. La surface du Paléozoïque subsalifère (Antékoungourien) s'enfonce dans cette zone de 2-2,5 à 5-6 km et plus. En même temps, il se produit un brusque amincissement du Permien inférieur, du Carbonifère et du Dévonien supérieur avec remplacement des séries carbonatées par des séries gréso-argileuses et argilo-carbonatées.

Dans la bande interne de la zone bordière, le Paléozoïque antékoungourien abaissé est superposé par un épais étage à tectonique en dôme de sel. Il est formé de la série salifère du Koungourien et de puissantes formations essentiellement terrigènes du Permien supérieur, du Trias et du Mésozoïque. La série salifère se répartit en colonnes et massifs de sel. Les dépôts recouvrant le sel remplissent les profonds ploiements entre les dômes et forment au-dessus des colonnes des soulèvements en dômes accidentés de failles.

La gamme stratigraphique des zones pétrolifères et gazéifères au sein de la bordure est très large et s'échelonne des dépôts dévoniens jusqu'aux dépôts jurassiques inclus, mais les principales recherches perspectives s'orientent vers le Paléozoïque salifère.

L'information géologique et géophysique collectée, quoique fragmentaire pour le moment, permet de mettre au point deux modèles éventuels différents, également fondés, d'architecture et de nature de la zone bordière.

Selon l'un d'eux, la zone bordière est de nature essentiellement sédimentaire. Elle s'est formée comme une zone frontière entre la

plate-forme continentale d'une mer plate aux sédiments principalement en forme d'épaisses assises carbonatées, y compris les constructions récifales, et une mer profonde, où se sont accumulés des dépôts de comblement argilo-carbonatés peu puissants et des séries puissantes sablo-argileuses et, partiellement, carbonato-argileuses de compensation subséquente ou de remplissage au cours de vastes régressions marines. Au cours du Dévonien supérieur et du Permien inférieur, le flanc sédimentaire de la dépression s'est progressivement déplacé de l'Ouest vers l'Est.

Le second modèle suppose que les gradins carbonatés sont essentiellement dus à une érosion déclenchée durant les vastes régressions marines et qui ont formé les gradins par creusement de profondes vallées remplies par la suite par des terrains terrigènes et partiellement carbonatés.

Les études régionales dans la zone bordière visent en premier lieu la détermination de la nature des lois régissant les variations de la composition faciale des dépôts dévoniens et du Paléozoïque supérieur, la fixation du type de pièges et de l'ampleur pétrolifère et gazéifère de ces dépôts, ainsi que des ploiements permo-triassiques séparant les dômes.

L'implantation des études régionales est représentée sur la fig. 64. La base de ce complexe d'investigations est constituée par des prospections sismiques suivant une série de profils coupant la zone bordière transversalement à l'allongement et le forage de puits paramétriques s'alignant sur l'itinéraire de ces profils. La plupart des puits descendent à 5 km et plusieurs à 7 km. En outre, le complexe d'études comprend la prospection électrique par la méthode de diagraphie magnétotellurique, pour tester la présence du sel et son épaisseur résiduelle dans les cuvettes séparant les dômes, et la prospection sismique par la méthode des ondes réfléchies pour l'étude de la structure des cuvettes entre les dômes et des dômes de sel.

Les vastes étendues de la *Sibérie occidentale* sont couvertes d'une épaisse couche de formations quaternaires, dont la surface porte des marécages impraticables, la taïga et des lacs. Il est pratiquement impossible d'en établir la carte structurale géologique ; quant à l'implantation de puits et à l'établissement d'un système de profils linéaires géophysiques régionaux, il rencontre de sérieuses difficultés techniques.

Le premier complexe d'études régionales de la Sibérie occidentale comprenait des levés aéromagnétiques ainsi que des levés gravimétriques et des sondages sismiques par points en se servant d'hélicoptères. Simultanément on a développé des travaux sismiques suivant les lits des cours d'eau navigables dans la variante marine avec flèche sismique flottante. Les premiers puits d'information géologique et paramétriques ont été implantés dans les régions marginales les plus accessibles. Cet ensemble d'études était constamment suivi d'une large analyse scientifique approfondie et d'une généralisation des matériaux recueillis. Sur la base de ces travaux, on met-

tait au point et on perfectionnait sans cesse le modèle géologique général de la dépression et de ses différentes parties. D'abord les investigations régionales se sont soldées par la découverte des pre-

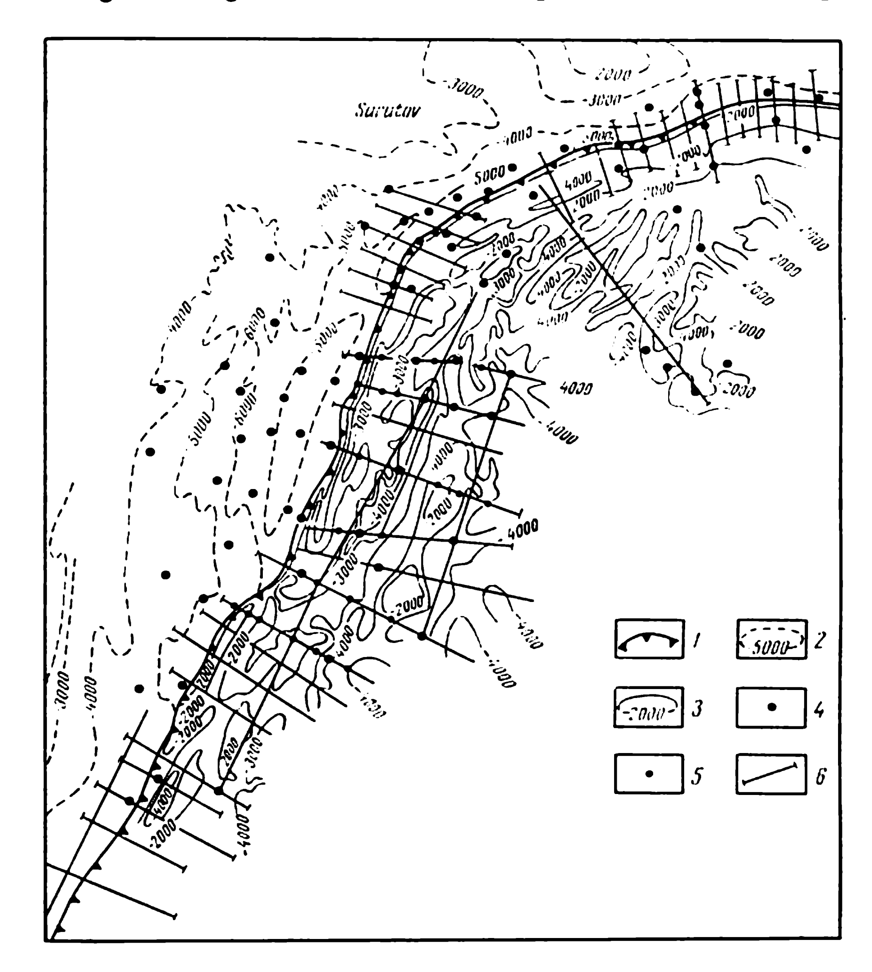


Fig. 64. Schéma des travaux géophysiques régionaux sur la région de la Basse Volga (d'après M. F. Mirtchinok, I. I. Kojevnikov et autres)

1 — bord de la Dépression péricaspienne ; 2 — isohypses de la surface du socle (section externe de la zone); 3 — isohypses de la surface du sel (section interne de la zone); 4 — puits paramétriques; 5 — puits paramétriques en profil; 6 — profils sismiques complexes par la méthode d'ondes réfléchies

miers champs pétroliers et gaziers à l'Ouest de la dépression, puis dans ses parties internes. Ces découvertes et la mise au point opportune du modèle géologique satisfaisant de la dépression ont permis d'apprécier l'ampleur pétrolifère et gazéifère du sous-sol de la Sibérie. La prospection sismique continue à demeurer la méthode d'inves-

tigations géophysiques, régionales et détaillées la plus efficace en Sibérie occidentale, vu les particularités de sa coupe. Mais actuellement elle est exécutée sur une base technique nouvelle, avec l'utilisation de véhicules tous terrains, surtout en hiver quand les marécages et les lacs gèlent.

§ 4. Prévision des possibilités pétrolières et gazières

La planification à long terme et en projet est aujourd'hui, et surtout dans les pays socialistes qui se développent sur la base de plans, une nécessité économique évidente. Une importance de plus en plus grande acquiert la prévision du développement des moyens techniques, des processus technologiques, des ressources en matière première et en énergie pour 10-20 et plus d'années. La prévision de ressources en pétrole et en gaz devient un problème sérieux et de grande responsabilité, ce qui trouve son reflet dans l'organisation et l'exécution des investigations systématiques concernant les ressources de ces minéraux utiles en U.R.S.S. comme dans d'autres pays.

La prévision des manifestations pétrolières et gazières sur de vastes territoires est réalisée au moyen d'investigations régionales et de généralisation de matériaux de travaux de prospection détaillée. Cette prévision comporte trois volets. T

a) La prévision séparée et la détermination des zonalités de répartition du pétrole et du gaz dans le sous-sol du bassin ou de la province. La planification séparée, à l'échelle nationale, de la consommation et de la production du pétrole et du gaz oblige de prévoir séparément les ressources de ces minéraux utiles.

b) La prévision des quantités de ressources disponibles de pétrole et de gaz.

c) L'estimation des perspectives de découverte et prévision de gros champs de pétrole et de gaz, bases nécessaires à l'établissement de rythmes élevés de production de ces minéraux utiles.

Prévision séparée et étude de la zonalité des distributions de pétrole et de gaz. La grande majorité des ressources reconnues de pétrole et de gaz est renfermée dans des gîtes uniquement de pétrole et uniquement de gaz (de condensat). Les réserves de gaz et d'huile libre dans des gisements de pétrole et de gaz ne constituent qu'une fraction insignifiante de ces ressources. De plus, les champs de pétrole ou de gaz forment des groupes suffisamment individualisés constituant des zones d'accumulation essentielle ou même exclusive de gaz ou de pétrole. De façon analogue s'individualisent les régions, les complexes, les provinces et même les bassins pétrolifères et gazéifères.

Toutefois, dans la plupart des cas on rencontre des bassins pétrolifères et gazéifères présentant des indices très nets de zonalité régionale de répartition de gisements de pétrole et de gaz. Nombre de facteurs interviennent dans la formation de cette zonalité: facteurs génétiques, historiques et géologiques, structuraux, etc. Mais dans

la définition des formes concrètes de zonalité, surtout dans les premières étapes d'étude et des prospections des territoires (plans d'eau) perspectifs, un rôle important est joué par différents facteurs extérieurs. En particulier, la prévision des possibilités de gaz commerciales doit s'appuyer sur des données et des indices géologiques généraux tels qu'une grande épaisseur de la couverture sédimentaire du bassin (8-10 km et plus), un gradient thermique élevé, un régime permanent ou intermittent de systèmes hydrostatiques, une saturation en gaz des eaux de gisements. La condition nécessaire d'accumulation de gaz, et surtout de formation de grands gisements, est la présence dans la coupe de terrains imperméables aux gaz suffisamment sûrs et d'extension régionale, autrement dit, de puissants paquets et séries argileuses ou salifères.

L'*estimation présumée des ressources de pétrole et de gaz* est réalisée sur la base de données géologiques et géophysiques caractérisant l'architecture et l'évolution du bassin, de la zone, du complexe et est précisée au fur et à mesure de l'accroissement de la connaissance des objets susmentionnés. On utilise dans ce cas les critères géologiques généraux ou les indices pétrolifères et gazéifères favorables, mis au point au cours des travaux de prospections géologiques en diverses régions, et la méthode d'analogie, qui consiste à comparer l'objet étudié avec des objets semblables mais déjà reconnus.

Il existe plusieurs méthodes différentes d'estimation des ressources présumées telles l'analyse géologique comparée, la méthode volumétrique et génétique, de structure moyenne, etc. La plus répandue de ces méthodes est celle de l'analyse géologique comparée qui consiste à déterminer la densité des réserves de pétrole et de gaz par 1 km^2 de surface. On commence par dégager dans une province pétrolifère et gazéifère des territoires ou des zones à structure semblable, l'un de ces territoires, pris pour étalon, est suffisamment reconnu et renferme des réserves prouvées de pétrole et de gaz et l'autre n'est pas reconnu et doit être estimé. D'après le territoire pris pour étalon on calcule la densité spécifique des réserves de pétrole et de gaz par 1 km^2 de surface ou 1 km^3 de volume des roches, et le chiffre obtenu sert à l'estimation du territoire perspectif. L'estimation des ressources est au préalable faite pour chaque assise productive, unité stratigraphique ou complexe pétrolifère et gazéifère, puis elles sont sommées pour toute la coupe.

Prévision de vastes champs. On a remarqué depuis longtemps que la répartition des réserves de pétrole et de gaz au sein des bassins des provinces et des continents entiers est très irrégulière. La plus grande partie des ressources de pétrole et de gaz reconnues de chaque continent et de chaque bassin pétrolifère et gazéifère se concentre dans les limites d'un petit nombre de champs. Il est connu qu'environ 88 % des réserves primaires prouvées de pétrole sont renfermées pour les cinq continents dans 71 champs en tout. De ce nombre six champs supergéants contiennent près de la moitié des réserves de pétrole des pays capitalistes. Les réserves extraites de pétrole et de

gaz de quelques champs gigantesques atteignent respectivement plusieurs milliards de tonnes et plusieurs trillions de mètres cubiques.

Il est symptomatique et à la fois important que 85 % de la production mondiale de pétrole est fournie par moins de 5 % de champs reconnus. Il s'ensuit que l'ampleur de la production du pétrole, comme celle du gaz, de même que l'accroissement des rythmes de la production sont principalement le fait des *vastes et gigantesques* champs. Aussi en prévoyant les possibilités pétrolifères et gazières à l'échelle des bassins, des provinces et des zones pétrolifères et gazéifères il est chaque fois important d'apprécier non seulement les dimensions des ressources probables de pétrole et de gaz mais aussi les chances probables de découvrir des grands et énormes champs.

Divers auteurs ayant étudié le problème de prévision de vastes champs énumèrent la série de facteurs favorables à la mise en place de champs géants. S'y rapportent :

a) les grandes dimensions des bassins pétrolifères et gazéifères, une grande épaisseur des remblaiements sédimentaires, un gradient thermique élevé ;

b) la présence dans la composition du remblaiement de terrains enrichis de substances organiques (subcarbonifères, schistes, etc.) alternant avec des couches-magazins assurant la migration des hydrocarbures vers les pièges ;

c) la présence dans la coupe de barrières sûres et d'extension régionale ;

d) l'existence de pièges de grande capacité se disposant sur les voies des migrations régionales.

La prise en compte de ces facteurs, de même que d'autres facteurs généraux, permet d'apprécier l'échelle du bassin pétrolifère et gazéifère, et, partant, de prévoir la découverte de grands gisements de pétrole et de gaz. Ces facteurs sont donc indispensables. Mais ils ne suffisent pas pour la prévision des vastes champs et gisements.

Dans la pratique des prospections on concentre avant tout l'attention sur les structures les plus grosses et les plus contrastées. L'exploration de ces structures conduit souvent à des découvertes de vastes champs. Mais en règle générale les vraies dimensions des gisements ne s'établissent qu'en cours d'exploration.

CHAPITRE XV

PRÉPARATION DES AIRES AU FORAGE DE RECONNAISSANCE

Les champs de pétrole et de gaz sont en premier lieu des structures tectoniques ou des zones tectoniques de types divers qui peuvent engendrer et commander des pièges naturels individuels ou multiples d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Conformément à ces types de champs pétroliers et gaziers, on groupe par types les structures emmagasinant et commandant les gisements de pétrole et de gaz et, d'après ces dernières, sont pronostiqués les types de gisements; ces structures jouent aussi le rôle d'indices principaux d'aires pétrolières et gazières sur lesquels se guide et s'oriente le choix dans la préparation géologique et géophysique des aires à l'implantation des puits de reconnaissance.

Le dégagement et la préparation des aires à un forage de reconnaissance prévoit:

a) la prévision et la recherche de structures favorables à la mise en place de gisements;

b) l'établissement de cartes précises de ces structures garantissant l'implantation la plus efficace de puits de reconnaissance et d'exploration, c'est-à-dire dans la figuration de pièges et de gisements, telle que se la représente le géologue.

La solution de ces problèmes constitue le contenu du second stade des travaux de reconnaissance.

§ 1. Reconnaissance de structures et de pièges perspectifs

D'abord les recherches dans une nouvelle région de structures, pièges et gisements favorables s'orientent sur les territoires, les étages structuraux et les zones tectoniques les plus accessibles et les plus perspectifs d'après les premières estimations. Ensuite, ces recherches s'étendent obligatoirement à tout le territoire perspectif et embrassent les vastes flancs monoclinaux, les flexures et dépressions. A mesure que s'épuisent les formes structurales suffisamment contrastées, on passe successivement en revue les formes structurales de moindre amplitude, les différents types de structures sédimentaires et de pièges (récifs, saillants d'érosion enfouis, zones de biseautage,

de changement de faciès des roches-magasins) et simultanément les étages structuraux plus profonds aux couches enfouies par des soulèvements. Tel est schématiquement le cadre de recherches entreprises dans chaque région qui s'accompagne d'adjonction de nouveaux problèmes et, partant, de modification et de perfectionnement des techniques d'établissement de cartes des structures et des pièges.

Le dégagement des structures perspectives en pétrole et en gaz s'effectue :

a) au cours d'investigations géologiques et géophysiques régionales générales et détaillées;

b) après une révision et une réinterprétation de données géologiques et géophysiques recueillies antérieurement sur une base méthodologique nouvelle, plus parfaite.

Dans le premier cas, il faut distinguer les recherches s'effectuant dans l'étage structural perspectif supérieur de celles qui s'opèrent dans les étages structuraux enfouis plus compliqués.

L'étage structural supérieur, renfermant des gisements de pétrole et de gaz (ou rien que des horizons perspectifs), peut s'enfoncer à une profondeur quelconque de la surface du jour. Il peut également être caché sous des formations marines ou continentales d'épaisseur variée constituant une couverture pratiquement non disloquée. L'arrangement structural subsuperficiel et profond est proche ou semblable au sein d'un même étage structural, à l'exception des cas où l'épaisseur des différentes unités stratigraphiques subit d'importantes variations régionales. Au cas d'un net affleurement, de la présence d'horizons repères sûrs dans la partie supérieure de l'étage et de la correspondance de leurs formes de gisement aux formes tectoniques des séries perspectives, l'établissement de cartes structurales et géologiques constitue la méthode la plus efficace de reconnaissance et de préparation de la structure à un forage profond. Avec la présence d'une couverture sédimentaire, on recourt généralement à un forage de structure suivant une série de profils espacés.

Les structures en dômes de sel, cachées sous des dépôts de couverture (par exemple, dans la partie Ouest de la Dépression péricaspienne sous des dépôts pliocènes et quaternaires d'une puissance de 600-700 m), s'établissent nettement par des levés gravimétriques et des levés aux courants telluriques. La précision nécessaire des dimensions et des profondeurs est réalisée par le forage d'un réseau ténu de puits structuraux et par la prospection sismique effectuée au moyen d'ondes réfléchies suivant les profils espacés.

Dans les régions couvertes avec peu d'affleurements de la Sibérie occidentale, de la dépression Léna-Viliouï, les recherches ainsi que la préparation des structures de l'étage structural supérieur sont effectuées exclusivement par la méthode de prospection sismique à ondes réfléchies.

Les recherches des structures tectoniques favorables dans les étages structuraux enfouis des régions de plates-formes s'effectuent également au moyen d'une gamme complexe de méthodes géologiques

et géophysiques, à commencer par des levés structuraux et géologiques. Les structures les plus contrastées des anciennes plates-formes — bombements, zones de soulèvements liées aux flexures et failles inverses régionales plongeant dans le corps du socle — sont fixées par des sections à toutes les profondeurs à commencer par la surface du jour. Les formes et les amplitudes de ces structures subissent diverses variations avec la profondeur, leur contraste s'accentuant en général, ce qui est lié à la multiplicité du processus de formation. C'est pourquoi les levés géologiques et structuraux sur les plates-formes ont beaucoup contribué à la découverte des gisements de pétrole et de gaz dans les étages structuraux intermédiaires et inférieurs. C'est ainsi que dans la Basse Volga, au cours de la première période de son étude, les découvertes de gisements de pétrole et de gaz dans le Carbonifère moyen et inférieur ont été réalisées grâce à la prospection de structures dégagées et portées sur les cartes dans les dépôts mésozoïques affleurant en surface. Les structures moins contrastées et plus profondes (par exemple, celles du Dévonien de l'Oural-Volga) peuvent être ébauchées d'après les formes à demi-fermées et peu accentuées apparaissant dans les étages structuraux supérieurs. La vérification de leur présence et la recherche de structures analogues mais non encore reconnues sont essentiellement réalisées par forage structural et prospection sismique à ondes réfléchies. Au cas où cette prospection s'avère inefficace, on recourt à un forage de puits profonds de reconnaissance structurale, allant quelquefois jusqu'aux horizons productifs. Ces puits doivent résoudre, en plus des problèmes structuraux, des objectifs de reconnaissance également. Leur forage est effectué suivant un système de profils orientés de façon déterminée à travers l'allongement supposé des structures enfouies ou suivant un maillage très ténu associé à une prospection sismique. Le gisement ou la structure dégagée est ensuite prospecté au moyen de puits de reconnaissance et d'exploration. Au point de vue économique, ce n'est pas une voie la plus rentable, surtout à des grandes profondeurs. Mais en l'absence d'autres méthodes, plus efficaces et moins onéreuses, cette voie se justifie pour des régions anciennes.

Pour dégager les structures enfouies dans la partie inférieure de la couverture sédimentaire, où ces structures sont commandées par le modelé de la surface du socle, on utilise diverses méthodes d'établissement de la carte de cette surface.

La surface du soubassement, surtout s'il est cristallin, témoigne d'un brusque changement de propriétés physiques des roches ; aussi, en règle général, les cartes peuvent être dressées en recourant à diverses méthodes géophysiques. La plus rentable de ces dernières est la méthode de corrélation d'ondes réfractées. Ces dernières années on applique avec succès la méthode des ondes réfléchies (dans la variante du point de fond commun). On recourt également aux diagraphies et profilage magnéto-telluriques et électriques. Les irrégularités du socle, même de faible amplitude, peuvent contrôler des structures

enfouies et, directement, des pièges de pétrole et de gaz dans des assises basales inégalement distribuées de roches perméables. En guise d'illustration, on peut prendre les champs gaziers de la région gazéifère de Bérézovo en Sibérie occidentale. Comme on le voit sur la figure 65, les pièges des principaux gisements sont commandés

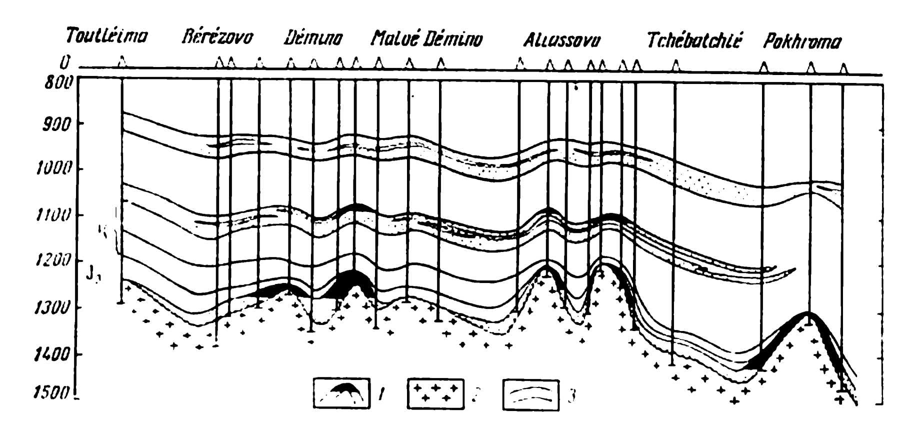


Fig. 65. Coupe géologique à travers un groupe de champs de gaz de la région gazéifère de Bérézovo en Sibérie occidentale (d'après O. K. Makarov)
1 — gisements de gaz ; 2 — roches du socle ; 3 — couches sableuses servant de roche-magasin

par les structures de la série basale du Jura enveloppant les avancées du socle.

Il est particulièrement compliqué de rechercher les structures tectoniques enfouies au sein des dépôts recouverts de complexes salifères puissants, c'est le cas de l'étage tectonique subsalifère de la dépression d'Amou-Daria, de la Dépression péricaspienne, de Dniepr-Don et autres régions salifères. L'efficacité de la prospection sismique chute brusquement dans ces régions, surtout à cause de l'effet écran engendré par des roches à grande vitesse de propagation des ondes telles les anhydrites et le sel. De plus, la grande inégalité de vitesse de propagation dans l'assise de couverture abaisse fortement la précision de détermination des profondeurs d'horizons repères subsalifères. On est obligé dans ces régions de recourir systématiquement à la réinterprétation des données sismiques sur la base d'informations fournies par le forage et la diagraphie sismique des sondages. En maintes occasions on arrive à établir des rapports spatiaux réguliers entre les structures salifères et les structures du lit subsalifère. En particulier, il y a correspondance d'allongement des structures en bombements des assises subsalifères avec les bourrelets de sel de même extension.

Un problème compliqué est également la recherche des structures perspectives dans les zones bordières des régions plissées où l'étage tectonique supérieur voisin de la surface est formé de structures de

recouvrement et en nappes chevauchantes. En plus de l'architecture compliquée dans ces régions (Carpates, Oural occidental), les conditions de prospection sismique et la situation physico-géographique sont peu favorables. On y est obligé de forer un grand nombre de puits de reconnaissance structurale suivant des profils et de recourir à la prospection sismique suivant des variantes les plus laborieuses (méthodes de point de fond commun et de réception dirigée).

Non moins compliqué est le problème de la recherche des champs de pétrole et de gaz associés à des pentes monoclinales où se créent des conditions propices à la formation de pièges et gisements à barrières lithologique, stratigraphique et tectonique. Leur dégagement exige des cartes précises de la couche et de la surface de l'écran. La solution de ce problème à l'aide de la seule prospection sismique n'est possible que dans les régions disposant des conditions particulièrement favorables à cette dernière. Mais dans ce cas aussi la prospection sismique est associée à un forage des puits profonds paramétriques et de reconnaissance structurale avec une investigation minutieuse et une corrélation des coupes.

Quelquefois, il s'avère rationnel d'associer ensemble plusieurs méthodes géophysiques. C'est ainsi qu'avec la recherche des structures récifales enfouies dans le piedmont d'Oural il a été utilisé avec succès le complexe des prospections sismiques et des levés gravimétriques détaillées. La mise en œuvre de ces méthodes s'est révélée rentable, car grâce à leur réunion déterminée, ayant permis de fixer les divers indices des massifs récifaux enfouis, on est arrivé à les découvrir.

La révision et la réinterprétation d'informations géologiques et géophysiques précédemment accumulées acquièrent de plus en plus de place dans la pratique des travaux de reconnaissance, surtout dans les régions où la prospection sismique est peu ou insuffisamment efficace. Ces études suivent plusieurs voies. La première consiste à se servir de différentes constructions graphiques dont les cartes de convergence et de prise de pendage régional pour le diagnostic des arrangements structuraux enfouis d'après un nombre relativement faible de sondages, de même que de cartes d'épaisseurs pour le dégagement des structures à évolution synsédimentaire. L'efficacité de l'application de cartes de convergence illustre la comparaison de deux cartes structurales de l'aire Elchane-Kourdioum (région de Saratov) du toit de la couche D_2v dont l'une est dressée par interpolation banale des cotes de sondages (fig. 66) et l'autre avec utilisation de la carte de convergence (fig. 67). Les cartes, comme on le voit, sont en principe différentes, la justesse de la seconde et l'inexactitude de la première étant démontrées par le forage des puits 1 et 2.

La seconde voie est la réinterprétation d'informations sismiques, y compris sur la base d'algorithmes et de techniques de calcul plus sophistiquées. En guise d'exemple d'applications heureuses de cette technique durant ces dernières années, citons la construction des cartes structurales du Dévonien de la zone bordière dans la région

de Saratov. Ces nouvelles cartes ont radicalement transformé nos conceptions sur l'architecture de la zone bordière et ont posé les bases du développement actif du forage de reconnaissance dans cette

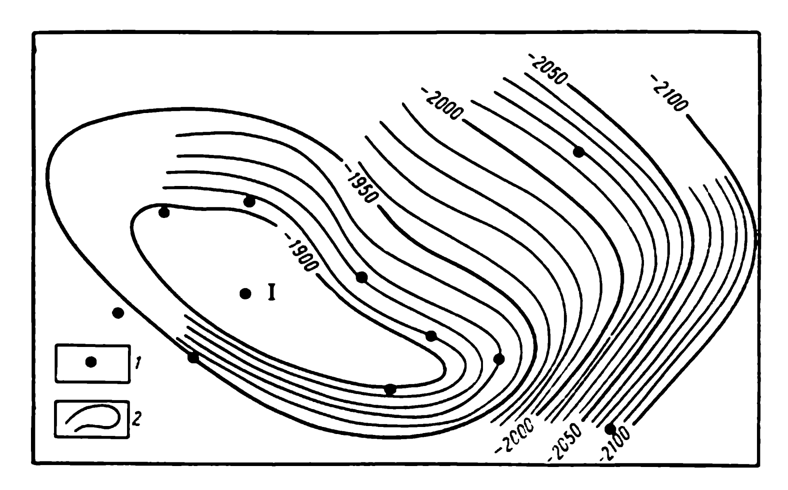


Fig. 66. Carte structurale du soulèvement Elchano-Kourdioum suivant le toit de la couche D_2-V du Givétien, dressée par interpolation banale des cotes de sondages (d'après K. A. Machkovitch, 1954)

1 — puits ayant ouvert la couche D_2-V ; *2* — isohypses du toit de la couche D_2-V avant le forage du puits 1

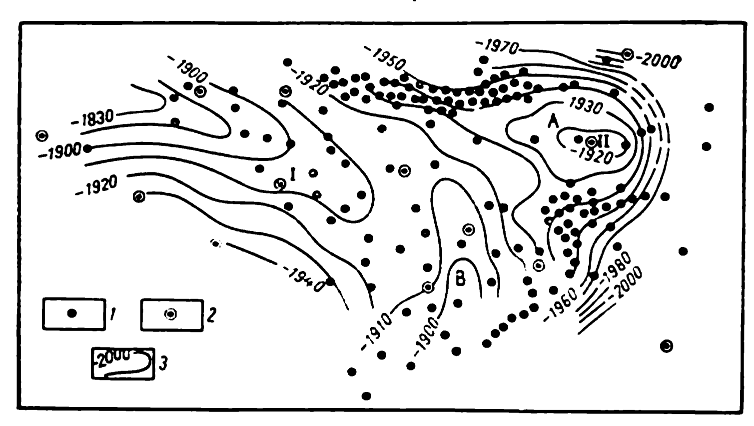


Fig. 67. Carte structurale du soulèvement Elchano-Kourdioum suivant le toit de la couche D_2-V, dressée d'après la carte de convergence avant le forage des puits I et II (d'après K. A. Machkovitch)

Soulèvements : *A* — Atamanovskoé ; *B* — Kourdioum ; *C* — Elchan ; *1* — puits ayant ouvert le Tournaisien ; *2* — puits ayant ouvert la couche D_2-V ; *3* — isohypses

zone. Grâce à la réinterprétation d'anciens renseignements sismiques on a pu déceler la structure Chatlyk, au Tourkménistan oriental, sur laquelle a été bientôt découvert l'un des plus vastes champs de gaz de l'Asie Centrale.

La troisième voie est l'utilisation d'informations sismiques de nature non structurale. C'est ainsi qu'en nombre de cas il est rationnel et possible de dresser les cartes de différence des temps d'enregistrement d'ondes sismiques provenant des horizons repères voisins. Ces cartes peuvent être considérées comme des cartes de variation d'épaisseur des dépôts insérés entre ces horizons ou comme l'expression de modification de la composition lithologique des terrains. Dans les deux cas elles fournissent des indices aux prévisions de pièges complexes de pétrole et de gaz au sein de l'aire.

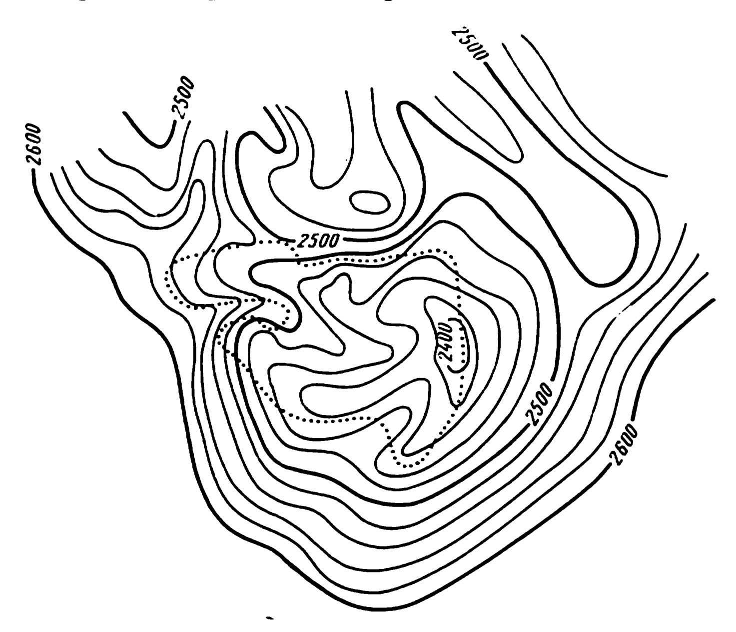


Fig. 68. Carte d'isopaques d'une série productive et contour d'un gisement de pétrole (indiqué par des points) dans le champ de Beag-Iland (Etats-Unis, Louisiane)

On a donné sur la fig. 68 la carte d'isopaques de la série productive d'un des plus grands champs situés dans le Nord de la Louisiane, aux Etats-Unis, dressée sur la base de données de la prospection sismique. Le contour bizarre du vaste gisement de pétrole reconnu sur l'aire coïncide avec la zone de moindre épaisseur de la série productive. La forme structurale de la couche productive est beaucoup plus simple et la disposition du contour pétrolifère s'aligne faiblement sur la configuration d'isohypses.

La quatrième voie, relativement récente, met au point divers procédés et méthodes d'interprétation conjointe de différentes méthodes géologiques et géophysiques.

Dans une série de régions de la Basse Volga on a essayé avec succès différents modes d'interprétation conjointe quantitative de don-

nées de la prospection sismique, du forage et de la gravimétrie sur la base de la méthode de parallélisation par division des champs, proposée par M. S. Jdanov et V. I. Chraibman. La méthode consiste

a) à dégager dans le champ observé (dans le cas concerné de pesanteur) la composante se trouvant en corrélation maximale avec la surface structurale de gravitation préalablement fixée;

b) à transformer directement la carte de cette composante en une carte structurale.

Les exemples données illustrent la grande diversité de procédés et méthodes de recherche de structures et pièges favorables. Le choix des uns ou des autres est guidé par deux facteurs: 1) le rendement géologique dans les conditions géologiques existantes; 2) l'efficacité économique comparée.

Bref, la méthode rationnelle de recherche de structures et pièges peut être définie comme la conjonction et la succession de méthodes de reconnaissance déterminées s'avérant géologiquement et économiquement les plus efficaces dans les conditions géologiques, géographiques et économiques données.

§ 2. Investigations détaillées

La préparation d'une aire à un forage de reconnaissance consiste dans la construction de la carte suivant la surface de l'horizon à possibilités pétrolières ou gazières ou de l'horizon dont la structure coïncide avec celui faisant l'objet de reconnaissance. Elle doit refléter les détails de son architecture géologique permettant de fixer avec précision les contours du piège ou du système de pièges probables au sein de l'aire et assurer l'implantation de puits de reconnaissance et ensuite d'exploration dans des conditions optimales. La préparation des aires est réalisée généralement au moyen de méthodes les plus précises d'étude de la structure, à savoir, la prospection sismique par ondes réfléchies et ses différentes modifications et, parfois, par forage structural. D'après les matériaux recueillis par ces investigations on dresse la carte structurale de l'aire étudiée au 1 : 50 000 près pour le moins; cette dernière sert de justification à l'implantation de forage de reconnaissance.

L'exécution d'investigations sismiques et autres études géophysiques au stade de préparation d'aires diffère grandement des travaux mis en œuvre au stade d'études régionales ou de reconnaissance. Les dimensions de l'objet étudié (structure locale) diminuent fortement, et de façon aussi grande augmentent les exigences envers la précision et l'authenticité des résultats obtenus. L'élévation du degré d'authenticité et de précision des données géophysiques est atteinte:

a) par amélioration du contrôle des ondes réfléchies aux dépens des perfectionnements des techniques d'excitation et d'enregistrement d'oscillations élastiques;

b) par resserrement du maillage des profils et diminution des distances entre les points d'explosion sur ces derniers;

c) par exécution d'observations spéciales assurant la prise complète en considération de l'influence déformatrice de la partie supérieure de la coupe sismo-géologique sujette aux plus fortes variations;

d) par mise au point des sondages sismiques rapides (méthode de point de fond commun) et des carottages sismiques pour la détection des variations de la vitesse suivant la verticale et l'aire sujette à l'investigation;

e) par utilisation d'un appareillage aux possibilités de détection élevées (spectre plus large d'oscillations enregistrées, gamme dynamique élevée, etc.);

f) par augmentation de variantes de traitement des données, application de programmes d'analyse numérique les plus complets et compliqués des résultats d'observations, etc.

Ces dernières années, lors des investigations sismiques détaillées réalisées dans des régions à arrangement géologique complexe, on recourt à des systèmes de recouvrement multiple de miroirs, ainsi qu'à des études de type de profils par bande, quand les observations par point de fond commun sont exécutées sur le terrain dans les limites d'une bande large de quelques centaines de mètres.

Les études détaillées d'aires aux structures tectoniques variées présentent des particularités qui leur sont propres.

Structures en dômes des plates-formes. Les amplitudes de ces structures sont en général maximales (quelques dizaines de mètres) et leurs dimensions et formes sont très irrégulières. Dans nombre de cas, elles sont réunies par un même soubassement — le soulèvement à grand rayon de courbure de la plate-forme — ou sont alignées sur des structures en bombements allongés, très asymétriques en section transversale. Les structures en dômes comprennent essentiellement, des pièges en couches anticolinales, et en masses. Il y a des régions (Bérézovo, en Sibérie occidentale) et des aires où sur les flancs des structures en dômes apparaissent des pièges à barrières lithologiques et stratigraphiques. Plus rarement on rencontre des pièges anticlinaux associés aux dômes avec barrières tectoniques.

En se préparant à un forage de reconnaissance des structures anticlinales ou en dômes, il doit être établi de façon sûre la position de la partie en voûte de la structure, les ondulations possibles d'axe de direction, l'inclinaison des flancs avec pendage périclinal. Une attention particulière doit être attachée à l'architecture et à la fermeture de la structure au point « critique » de l'inflexion du flanc se dirigeant suivant la montée régionale des couches. En présence d'un flanc à flexure raide, ce dernier doit être délimité avec une grande précision. On sait par expérience qu'un tel flanc, souvent accidenté de dislocations, ne subit pas de déplacement sensible en profondeur et constitue une barrière naturelle aux gisements de pétrole et de gaz. C'est pourquoi en étudiant en détail l'architecture d'un flanc raide, on peut diminuer le nombre de puits d'exploration

(périphériques). Ces puits servant au rattachement des coupes sismiques de référence à des horizons géologiques réels.

Dans des conditions géologiques complexes, en présence d'accidents de dislocation et en l'absence d'horizons sismiques de référence suffisamment continus, les prospections sismiques détaillées sont exécutées en concours avec le forage de puits solitaires structuraux et paramétriques.

La densité des profils sismiques ou des profils de sondages structuraux doit correspondre aux dimensions de la structure et à sa position par rapport aux éléments tectoniques du système régional. Sur des petites structures s'étendant sur 1,5 × 2 km et dont l'amplitude est de 20-30 m qui accidentent les pentes monoclinales la densité des profils sismiques atteint 5-7 km par 1 km^2 d'aire. Dans ces cas les profils sismiques sont distants de quelques centaines de mètres. Les profils sismiques se disposent habituellement suivant un maillage rectangulaire. La plupart d'entre eux sont orientés transversalement à l'allongement de la structure. Le reste joue le rôle de profils de raccordement. L'étude de structures de faible amplitude mais s'enfonçant profondément dans l'écorce est réalisée par un maillage régulier de profils.

Quelquefois on peut se passer du maillage resséré de profils sismiques en recourant à des données d'autres études géophysiques et en les interprétant en commun quantitativement avec l'analyse des cheminements des prospections sismiques isolés.

On a représenté sur la fig. 69, *a* une carte structurale dressée uniquement à l'aide de matériaux des profils de prospections sismiques (un des profils est établi suivant un cours d'eau). La fig. 69, *b* représente la carte du même secteur mais construite d'après une interprétation quantitative combinée de levés gravimétrique et magnétique, la prospection sismique n'intervenant que pour quelques profils. La convergence des cartes est frappante, et ceci malgré une diminution presque du triple du nombre de profils sismiques.

Dans des conditions physico-géographiques complexes ce système ordonné de disposition des profils sismiques est mis en défaut. Les travaux sismiques exécutés en Sibérie occidentale en sont une éclatante preuve; la nature très marécageuse du terrain, la présence de nombreux lacs ne permet pas souvent d'établir un maillage de profils sismiques régulier et rigoureusement orienté. Sur la fig. 70 on a montré le système de profils sismiques et la carte structurale obtenue sur leur base pour l'une des aires de la Sibérie occidentale.

Si les structures locales de faible amplitude ne sont que des accidents isolés d'une structure fermée plus vaste — brachyanticlinale ou en bombement — , il n'est alors pas nécessaire de procéder à une investigation détaillée de chacune d'elles. Il faut toujours prévoir l'éventualité d'élargissement des frontières des gisements jusqu'aux limites de ces vastes structures encaissantes. Dans ce cas les travaux de détail doivent s'ordonner sur l'architecture de l'ensemble de la structure encaissante, sur ses contours. De façon analogue, avec la

préparation des structures doubles dégagées auparavant, on doit fixer l'attention sur l'architecture et l'amplitude relative de l'ensellement séparant ces structures.

En nombre de cas, les variantes actuelles de la prospection sismique permettent, au stade d'investigations détaillées, d'étudier

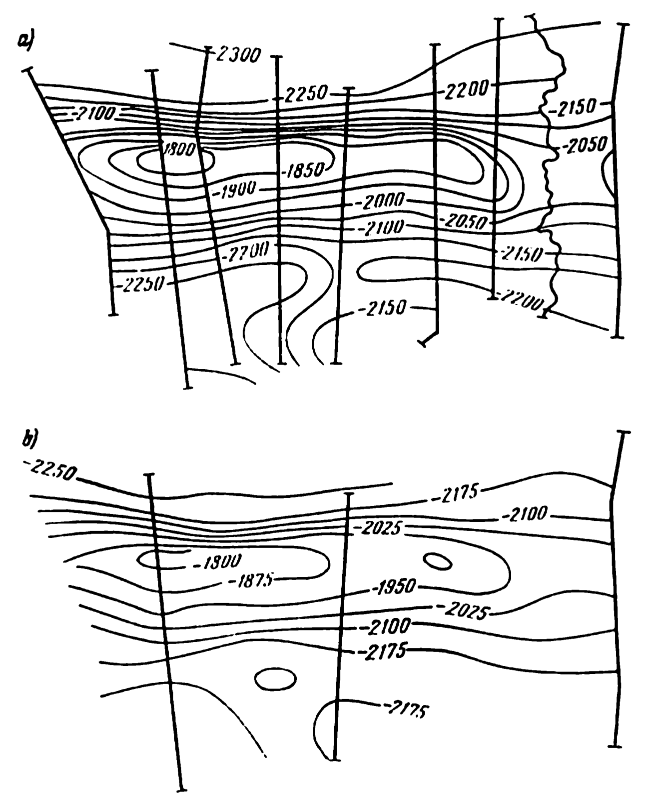


Fig. 69. Cartes structurales d'une certaine aire dressées d'après les données de prospection sismique (*a*) et d'après les résultats d'une interprétation quantitative combinée des données gravimétriques, magnétométriques et d'une partie des profils de prospection sismique (*b*) (d'après V. I. Chraïban et O. I. Poline)

également des pièges plus complexes dont la genèse est due à un jeu de facteurs lithologiques.

Dômes de sel. Ces structures sont largement répandues dans les dépressions Péricaspienne, de Dniepr-Donetz, ainsi que dans quelques autres régions où à ces structures sont associés de nombreux gisements de pétrole et moins souvent de gaz. En règle générale, les dômes de sel sont accidentés de multiples failles avec formation de fossés centraux et de blocs-lèvres soulevés à des hauteurs variées, chacun renfermant un système indépendant de pièges à barrières tectoniques et lithologiques. Les dômes de sel sont décelés au moyen

de levés gravimétriques et géologiques. La préparation au forage de reconnaissance est mise en œuvre au moyen de cartes géologiques détaillées, un sondage structural et des prospections sismiques par réflexions. Au cas où les dômes sont fortement disloqués, la préparation est principalement réalisée par un forage structural succédant à un levé géologique détaillé sur profils en éventail ou parallèles.

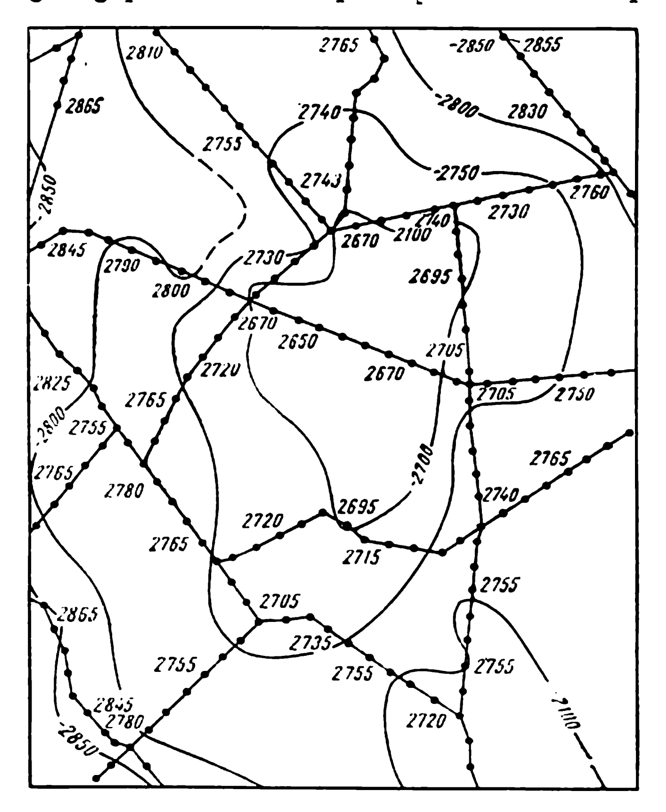


Fig. 70. Système de profils sismiques et carte structurale, dressée sur la base de ces derniers, d'une aire de la Sibérie occidentale

Les puits sont implantés de façon assez serrée chaque centaine ou même dizaine de mètres. Plusieurs puits sont enfoncés jusqu'aux horizons productifs.

L'architecture des dômes et, partant, leur préparation se simplifient fortement au cas d'une disposition profonde de la colonne de sel. Ces dômes sont beaucoup moins faillés et, parfois, ne le sont pas du tout, et ils commandent les pièges des voûtes anticlinales. La préparation de telles structures en cas de conditions favorables à la prospection sismique est effectuée exclusivement par la sismique réflexion. On a montré sur la fig. 71 la disposition des profils sismi-

ques sur l'un des dômes de la dépression Dniepr-Donetz ainsi que la carte structurale dressée sur la base de ces profils ; elle est suffisamment détaillée pour l'implantation des puits.

Plis anticlinaux des avant-fosses et des marges des zones montagneuses plissées. Ces structures sont formées par des plis anticlinaux resserrés et fortement allongés accidentés de charriages longitudinaux et de failles transversales. Les charriages recouvrent soit l'un des flancs du pli soit sa clef de voûte. Le degré de dislocation par des failles normales et inverses est assez varié, d'accidents insignifiants à des grandes perturbations déterminant la division du pli en de multiples blocs aux conditions pétrolifères et gazéifères différentes. L'amplitude des plis est assez grande atteignant 1000-2000 m. Les plis se groupent en chaînons allongés s'articulant entre eux par des ensellements. Ces structures sont très répandues en Azerbaïdjan, dans le Nord du Sakhaline, en Turkménistan occidental, dans le Caucase du Nord. Au premier temps de prospection de ces structures, de l'origine du siècle jusqu'aux années 40, on préparait ces structures par des levés géologiques et des forages structuraux. Ensuite, en passant aux horizons plus profonds, on a commencé à appliquer de plus en plus largement la prospection sismique.

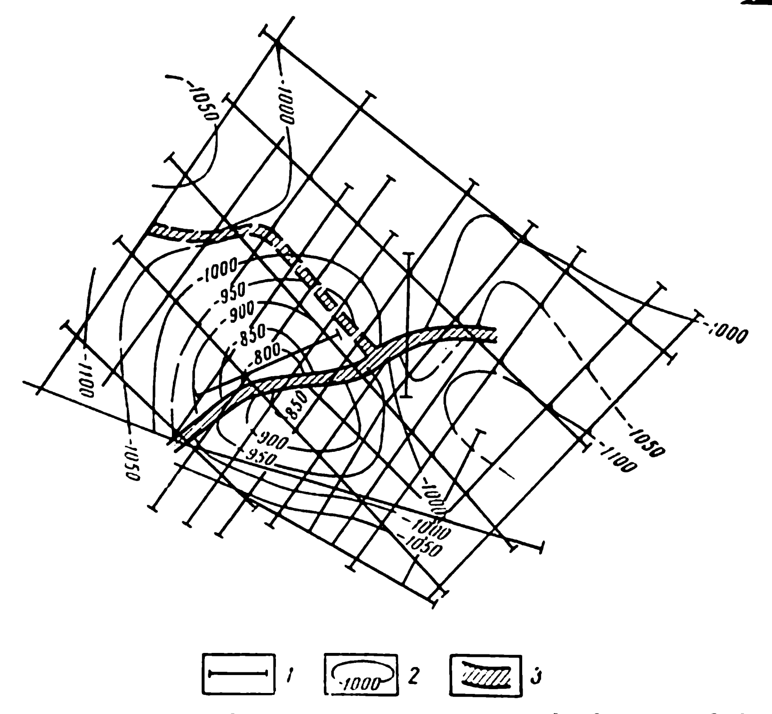


Fig. 71. Système de profils sismiques et carte structurale, dressée sur la base de ces derniers, d'un dôme de sel enfoui de la dépression Dniepr-Donetz
1 — profils sismiques ; *2* — isohypses de l'horizon repère ; *3* — accident de faille

CHAPITRE XVI

FORAGE DE RECONNAISSANCE

§ 1. Objectifs du forage de reconnaissance

L'objectif essentiel du forage de reconnaissance est la découverte de nouveaux gisements de pétrole et de gaz. Le forage de reconnaissance est implanté sur des aires où par des investigations géologiques et géophysiques préalables on a décelé ou dégagé des pièges de pétrole et de gaz. Le forage de reconnaissance doit fournir une réponse non équivoque à la question s'il existe ou non des gisements de pétrole et de gaz dans ces pièges et, plus généralement, sur la nature de la coupe du périmètre de recherche considéré.

Outre ce problème principal, le forage de reconnaissance doit résoudre un second problème, celui de l'estimation commerciale des réserves de gisements reconnus suivant les catégories C_1 et C_2, de justifier leur exploration en dégageant le système optimal de cette exploration. Le second problème est essentiellement celui de l'exploration. Etant donné le rythme actuel d'accroissement de la production du pétrole et du gaz, il s'avère nécessaire d'accélérer la découverte d'une grande quantité de nouveaux champs de pétrole et de gaz. D'autre part, dans nombre de cas il est possible de reporter les objectifs de l'exploration de détail à l'étape de l'exploitation du champ (exploitation commerciale d'essai). Sous ce rapport il se peut que dans un proche avenir l'objectif du forage de reconnaissance sera limité à la découverte de gisements de pétrole et de gaz (à l'obtention d'afflux commercial de pétrole et de gaz) ; quant à leur estimation approchée, elle sera reportée à l'étape de l'exploration. Cette évolution d'objectifs des prospections détaillées est très caractéristique pour les prospections géologiques menées sur des aires gazéifères. Un processus analogue s'observe également pour les prospections menées hors de l'U.R.S.S.

Dans la pratique actuelle du forage de reconnaissance, la majeure partie des nouveaux champs et gisements (plus de 60 %) est découverte dès le premier puits, et plus de 80% par les deux premiers puits. Le nombre de puits devient grand (jusqu'à 5-7) pour la découverte des gisements sur des périmètres non préparés ou d'architecture compliquée. L'estimation préalable des gisements découverts exige le fonçage de différents types de puits supplémentaires suivant la nature de gisements, leurs dimensions et la complexité de l'architec-

ture. Il existe plusieurs procédés ou méthodes de disposition des puits (et de sondages de reconnaissance préliminaire) découlant de l'expérience acquise au cours de la prospection dans des conditions géologiques variées. On en exposera quelques-uns plus bas.

§ 2. Méthodes de disposition des puits avec la recherche de gisements de types différents

L'application des méthodes passées plus loin en revue se justifie non seulement dans le cas de gisements mentionnés, mais également dans le cas de champs comprenant plusieurs gisements semblables ainsi que dans les cas où le gisement du type étudié est le principal gisement commercial dans le champ concerné.

Gisements de couches anticlinales

Le trait particulier de tous les gisements anticlinaux est la correspondance entre la forme structurale du soulèvement et celle des gisements qui leur sont associés. Les gisements anticlinaux sont associés aux dômes, brachyanticlinaux, aux plis anticlinaux et,

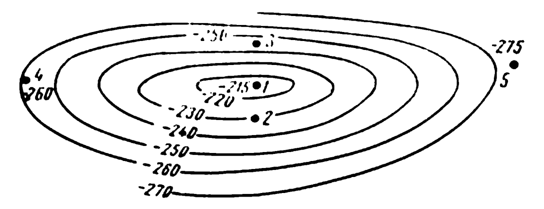


Fig. 72. Disposition des puits pour la recherche de gisements de couche anticlinale

quelquefois sur les plates-formes, aux bombements tectoniques, par exemple, le champ de Romachkine associé à la voûte de Tatarie. On range parmi les dômes les soulèvements dont le rapport d'axe est proche de l'unité; pour les brachyanticlinaux, ce rapport est de 1 à 3; les anticlinaux sont des plis allongés où les axes longs sont plus de trois fois plus grands que les axes courts.

La découverte du gisement est une opération simple au cas où la voûte de la couche-réservoir présumée se définit de façon suffisamment précise d'après la carte géologique des dépôts de couverture ou par prospection sismique de l'horizon peu profond. Dans ce cas le gisement est découvert par le premier puits de reconnaissance.

Pour l'appréciation des dimensions d'un gisement, on implante les puits de façon à sous-caver le contact eau-huile. Pour des vastes gisements anticlinaux associés aux brachyanticlinaux cet objectif est atteint par l'implantation de profils sur deux directions perpendiculaires l'une à l'autre, suivant l'allongement et à travers la structure (prospection en croix) (fig. 72). Sur des structures en dôme de

grand rayon de courbure il est rationnel d'implanter les puits de reconnaissance sur des profils radiaux (fig. 73, *a*) (le premier puits, sur la voûte, les trois suivants autour du premier, en s'écartant d'environ 120° l'un de l'autre, et à des cotes différentes). On recommande d'effectuer les recherches des gisements sur des anticlinaux s'allongeant linéairement par un profil diagonal avec 3-4 puits (fig. 73, *b*).

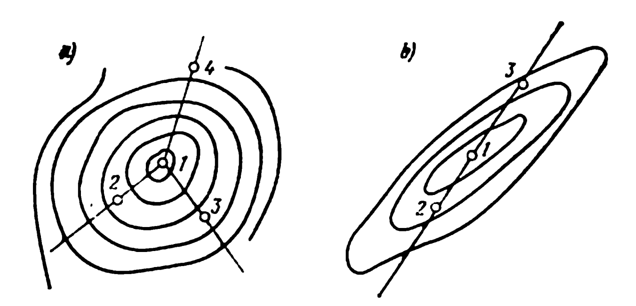


Fig. 73. Disposition des puits de reconnaissance sur des profils radiaux et diagonaux

Sur les structures de moindres dimensions, le nombre de puits de reconnaissance se réduit à deux ou trois. En particulier, sur les plis brachyanticlinaux on implante un seul profil transversal.

Dans le cas général, les puits sont répartis de façon à ouvrir la couche à différentes cotes. Sur la fig. 73 on a donné en plan l'ordre dans lequel sont implantés les puits. Leur disposition est déterminée compte tenu de la répartition régulière des fronts d'avancement des puits suivant la hauteur, cette répartition étant conditionnée par la hauteur du gisement. La hauteur présumée du gisement est divisée en quatre tronçons auxquels correspondront les cotes du contour possible du gisement. Sur la fig. 72 l'intervalle des cotes adopté est de 15 m pour une hauteur du gisement de 60 m.

Aux cas où selon les conditions d'exécution du forage de reconnaissance il n'est possible de forer que des puits dépendants, les conditions structurales étant favorables, l'étude du gisement peut se faire par étape, en partant du lieu le plus probable de mise en place au sein de la voûte de la structure vers les flancs et les terminaisons périclinales. L'essence de la méthode ressort de la fig. 74. Le premier puits est implanté sur la voûte de la structure et doit ouvrir et tester le gisement sur toute l'épaisseur de l'horizon productif. Si le puits dévoile en entier la section pétrolière de l'horizon, il est rationnel d'implanter le second puits dans la zone du contour reconnu pétrolifère par le premier puits. Si le puits n'atteint pas le contact eau-huile, on fixe la position du troisième puits de façon analogue, qui dans l'exemple pris définit la position du contact eau-huile. En cas de découverte d'un petit gisement, on peut se limiter, pour apprécier ses réserves commerciales, à un profil transversal

s'appuyant sur trois puits. Pour l'étude d'un gisement de moyenne dimension et à plus forte raison de grande dimension, il faudra forer encore au minimum deux puits. Leur emplacement doit être justifié compte tenu des résultats obtenus après forage de puits du profil transversal, l'objectif principal étant la figuration plus sûre du gisement en divers endroits de la structure. La distance séparant les puits de reconnaissance sera, comme il ressort de la fig. 74, fonction des éléments structuraux du piège (largeur de la voûte, pente des

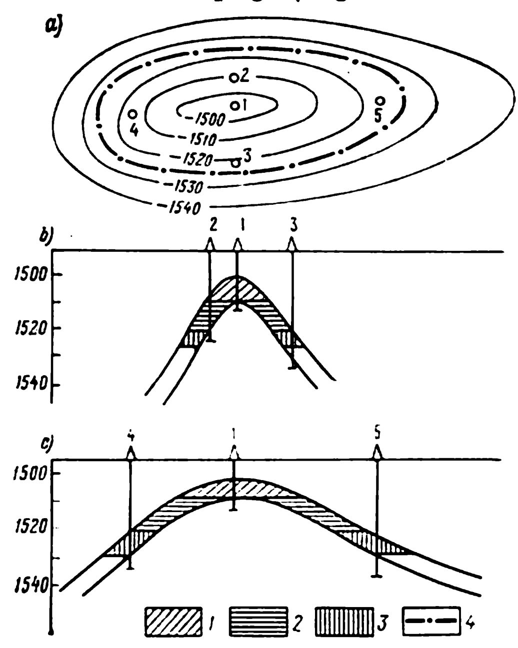


Fig. 74. Ordre d'implantation des puits de reconnaissance lors d'une étude échelonnée d'un gisement

a — carte structurale; *b* — profil transversal; *c* — profil longitudinal; *1*, *2*, *3* — stades successifs de découverte des parties du gisement; *4* — contour pétrolifère

flancs et des terminaisons périclinales), des gabarits du gisement qui lui est associé et de l'épaisseur de la couche. Les meilleurs résultats peuvent être obtenus pour un rapport entre l'épaisseur de la couche h et l'hauteur du pli H variant de 2 à 0,5, ce qui est propre aux conditions régnant sur les plates-formes.

Le choix de la distance entre les puits de reconnaissance peut être mieux justifié si l'on est en possession de données statistiques sur le facteur de remplissage des pièges. Alors, sur la base de la surface de la structure et compte tenu des valeurs maximale et minimale de ce facteur, on est en mesure de calculer la surface du gisement et, d'après le rapport d'axes, de déterminer la distance séparant le premier puits de voûte du contour pétrolifère, et la position des puits suivants.

Avec la recherche de gisements associés à des soulèvements de faible amplitude accidentant un versant monoclinal ou le flanc d'un dôme de grand rayon de courbure, il est nécessaire de faire attention à la nature du raccordement entre les structures se disposant en amont de la remontée régionale des couches.

L'étude de la caractéristique morphologique de la structure d'après une carte sismique ou une carte de forage structural permet de trouver la direction dite « critique », c'est-à-dire la section du terrain à pendage périclinal atténué (« charnière de la structure ») qui détermine la conservation possible du gisement et sa hauteur.

Dans ce cas, après le forage du puits de voûte décelant le gisement de pétrole ou de gaz, il faut implanter le second puits sur la

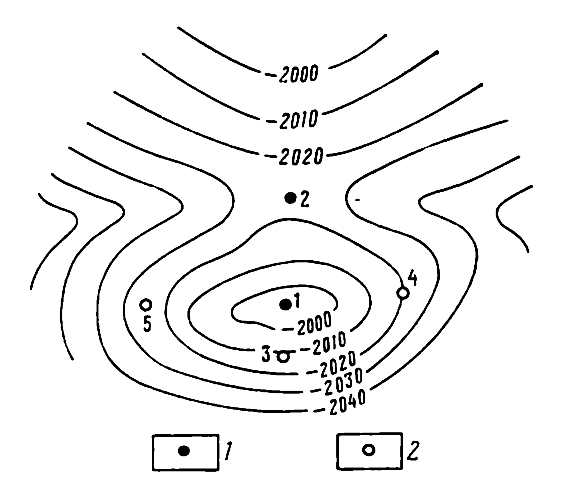


Fig. 75. Ordre d'implantation des puits avec la reconnaissance des gîtes sur un flanc monoclinal

1 — puits indépendants; 2 — puits dépendants

zone de la « charnière » dans le but d'établir le degré d'individualisation du gisement découvert et sa hauteur. Si l'on obtient avec le second puits de l'huile ou de l'huile avec eau, l'information ainsi obtenue est suffisante pour pouvoir juger des dimensions générales du gisement découvert (fig. 75).

Si le second puits ne s'accompagne pas d'afflux de pétrole, il est alors nécessaire de forer encore 2 ou 3 puits disposés à des cotes différentes.

Les voûtes des différents horizons sont souvent décalées avec la profondeur, phénomène pouvant être engendré par les particularités de la forme structurale du pli. Pour un pli asymétrique, la voûte de la couche peut être décalée en profondeur vers le versant doux dans

les régions plissées et vers le versant raide (fig. 76) pour un soulèvement de plate-forme. Cette circonstance doit être prise en considération lorsqu'on implante des puits de reconnaissance, en les déplaçant du côté du versant correspondant par rapport à la voûte cartographiée d'après les horizons supérieurs. Au cas de décalage planimétrique longitudinal de la couche avec la profondeur ou par rapport à la « structure sismique », les puits de reconnaissance sont forés suivant un profil longitudinal ou diagonal. Le décalage des voûtes s'observe aussi avec des discordances stratigraphiques et pour des conditions complexes de formation du pli. Dans ce cas il est impossible de déterminer le sens de décalage d'après les données fournies par les investigations géologiques sur le terrain, et il faut dans ce cas se livrer à des constructions paléotectoniques spéciales.

Fig. 76. Décalage de la voûte en profondeur pour des plis asymétriques
a — dans une région plissée; b — dans une région de plates-formes

Les gisements de pétrole et de gaz de couches anticlinales sont quelquefois *décalés par rapport à la voûte du piège* sous l'effet des facteurs hydrodynamiques et sont limités par un contact oblique. Dans ce cas la différence entre les cotes du contact des gisements de pétrole atteint des dizaines de mètres. Dans les conditions de plates-formes ces gisements sont déplacés par rapport à la voûte à des grandes distances, fait dont il faut tenir compte lorsqu'on implante des puits.

Sur une structure à dômes multiples on découvre quelquefois de vastes gisements en couches à contour commun. Après la découverte par le premier puits du gisement de pétrole ou de gaz sur le dôme le plus haut, il faut forer le second puits sur l'ensellement entre les dômes (fig. 77). Si ce dernier découvre la couche saturée en entier, le troisième puits doit être implanté sur la section du terrain où a été découvert le piège dans les limites d'isohypses embrassant tout le soulèvement. Par cette méthode on apprécie rapidement les dimensions du champ. Si le second puits s'avère aquifère, les recherches subséquentes sont effectuées isolément pour chaque dôme.

Gisements en couches anticlinales accidentés de failles. Si l'amplitude des dislocations n'entraîne pas la division du gisement en blocs isolés le forage de reconnaissance est conduit d'après la méthode décrite ci-dessus. En présence de dislocations, divisant le gisement en blocs séparés et engendrant ainsi un changement dans la configuration des frontières et une accentuation des variations de ses propriétés spatiales, le problème de la figuration de ces blocs se complique. Pour le résoudre, il faut déterminer la position et la nature de

ces dislocations. Ces dernières peuvent constituer des failles normales et inverses.

Plusieurs indices permettent de déceler la présence de dislocations. C'est ainsi qu'un hiatus ou une répétition d'un tronçon de coupe dans les puits peuvent être interprétés comme engendrés par des failles normales ou inverses. Si c'est une faille normale qui divise le gisement en couche en deux parties, il faut, pour les déceler,

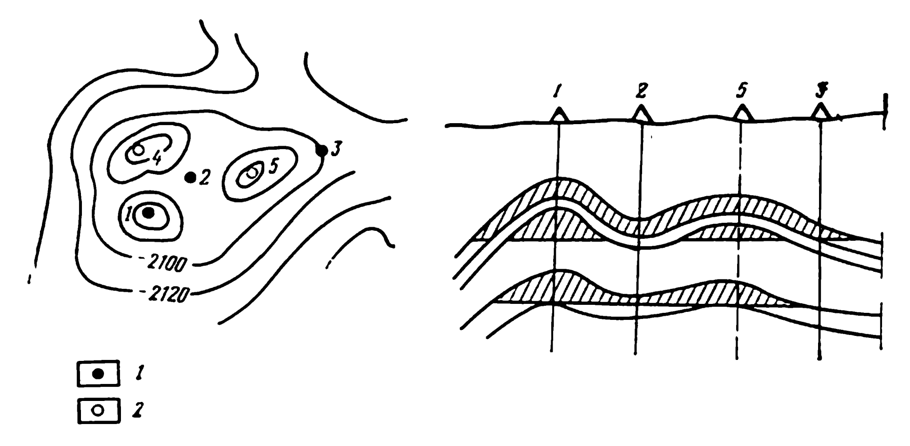


Fig. 77. Disposition des puits de reconnaissance sur une structure à dômes multiples

Puits: *1* — indépendants; *2* — dépendants

implanter deux puits des deux côtés de l'accident. Au cas d'une faille inverse, il suffit quelquefois d'un seul puits traversant le plan de faille et ouvrant les deux parties du gisement. La figuration des gisements est effectuée de façon analogue à la figuration des pièges non accidentés de configuration semblable. Ainsi, pour un brachyanticlinal ou un anticlinal, il est recommandé de procéder au forage d'un profil longitudinal de 3 ou 4 puits. Avec plusieurs blocs, on adjoint au profil longitudinal qui les a décelés des profils transversaux pour la figuration des gisements de blocs séparés.

Gisements en couches à barrière tectonique

Ce type de gisements est très répandu dans les régions présentant des accidents de rupture, dans les zones à tectonique en dômes de sel, dans les vastes structures de fossés tectoniques, etc. Les accidents tectoniques engendrent généralement un piège à côté d'autres facteurs structuraux tels que les plis ou les pentes monoclinales.

Si les gisements à barrières tectoniques sont contrôlés par un élément structural majeur, par exemple, par un brachyanticlinal ou un dôme de sel, on les découvre généralement au cours de la recherche d'autres types de gisements. Quand les accidents tectoniques sont

suffisamment importants et peuvent être cartés et suivis en plan sur le terrain, les gisements qu'ils commandent peuvent être l'objet de recherches autonomes. Sur la fig. 78 on a fourni des exemples (cartes

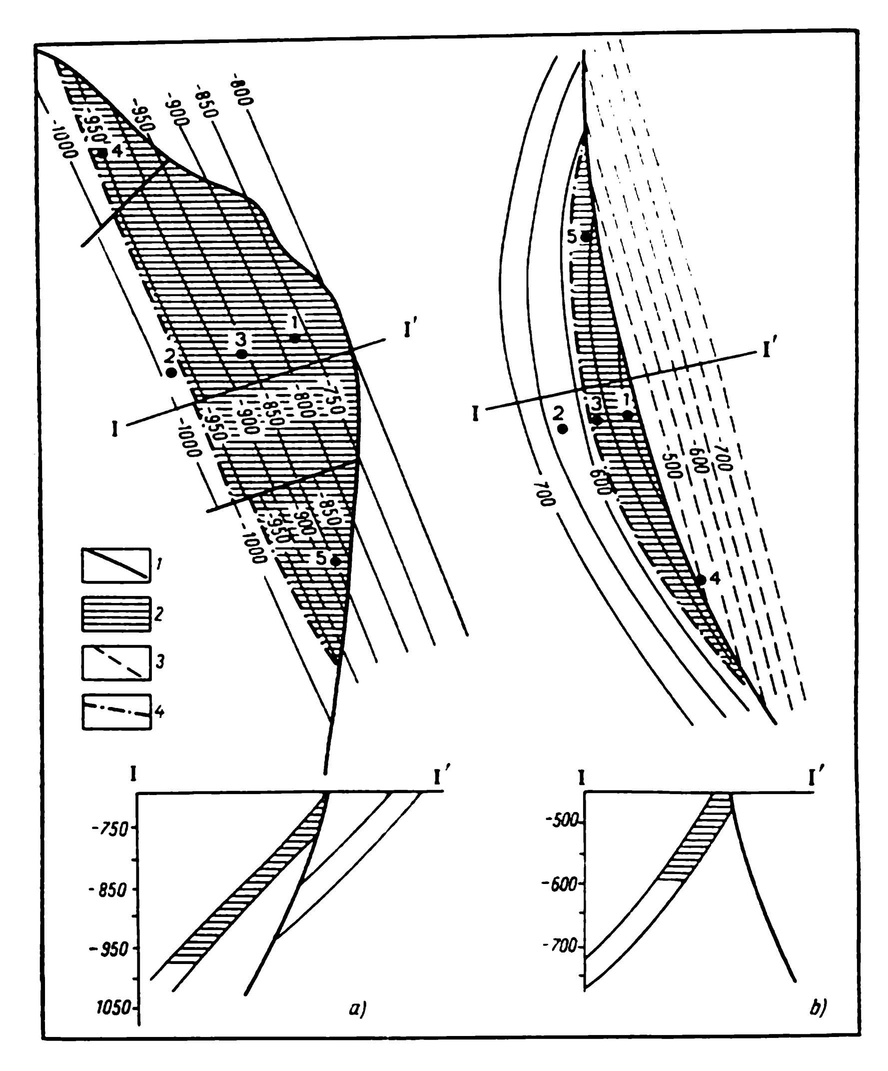


Fig. 78. Disposition des puits avec la recherche de gisements à barrière tectonique

1 — ligne de dislocation; 2 — gisement; 3 — plan de faille; 4 — contour pétrolifère

et coupes en profil) de deux variantes de gisements à barrière tectonique. Dans l'un des cas (fig. 78, *a*) le gisement est piégé par une faille inverse arquée en plan et coupant une couche monoclinale productive, dans l'autre (fig. 78, *b*), par une faille plane coupant

des couches courbes. Dans les deux cas la recherche de gisements doit se concentrer le long de la ligne de rupture (de faille), les premiers puits de reconnaissance étant implantés sur des structures les plus élevées mises en évidence au moyen de cartes structurales géologiques. Si les gisements sont découverts, les puits de reconnaissance suivants seront implantés sur le profil transversal à la ligne de faille; le choix de l'écartement entre les puits sera régi par les recommandations données pour les gisements de couches anticlinales. En plus du puits de profil transversal, pour mieux se représenter la géométrie des gisements, il faudra évidemment forer encore deux puits sur les sections de terrain à pendage périclinal des gisements.

Gisements lithologiques

Parmi les gisements de cette espèce on distingue deux groupes principaux: les gisements à barrière lithologique conditionnés par un biseau ou par un changement de couches-magasins, par des terrains imperméables, et les gisements lithologiquement limités, associés aux formations sableuses des lits d'anciens cours d'eau, des cordons littoraux ou petits amas de lentilles sableuses entourées de toute part par des roches argileuses.

Les gisements du premier groupe se rencontrent assez souvent pareillement aux gisements de couches et se disposent sur des structures périclinales ou des flancs des structures locales (fig. 79). On les découvre habituellement au cours de prospections d'autres gisements, le plus souvent des gîtes de voûte. Leur figuration est aussi assurée, au fur et à mesure de l'investigation d'autres gisements. Mais quelquefois les gisements à barrière lithologique peuvent s'étendre audelà de la structure, et dans ce cas leur figuration et l'estimation commerciale exigent le forage de puits de reconnaissance spéciaux qui sont successivement implantés suivant le plongement général des couches. L'exemple nous en est fourni par le gîte de la couche B_{10} du champ d'Oust-Balyk (fig. 80).

Les gisements lithologiques commandés par des structures locales peuvent présenter pour les recherches une importance autonome; c'est le cas de la région de Chaim en Sibérie occidentale. Le biseautement des couches en direction de la voûte du soulèvement a engendré des structures dites chauves. Le gisement peut dans ce cas prendre une forme annulaire ou se diviser en tronçons isolés si au cours de la formation l'afflux d'huile était insuffisant pour constituer un gisement unique (fig. 81).

Au début, le forage de reconnaissance s'effectuait dans cette zone suivant la méthode utilisée pour la reconnaissance des gisements de voûtes anticlinales. Les puits étaient implantés de même façon que pour la recherche des gisements de couches anticlinales. Mais au fur et à mesure de l'étude des conditions de gisement et des particularités de l'architecture des gisements de pétrole, leurs prospections ont commencé à s'effectuer avec des objectifs de plus en plus

précis. Les premiers puits de reconnaissance implantés sur des profils étaient disposés non sur la voûte de la structure cartée d'après l'exhaussement du socle mais sur les parties abaissées de ses flancs reconnues au moyen de cartes sismiques.

En cas de découverte d'un gisement, l'objectif principal devient l'établissement du contour du contact eau-huile et de la frontière

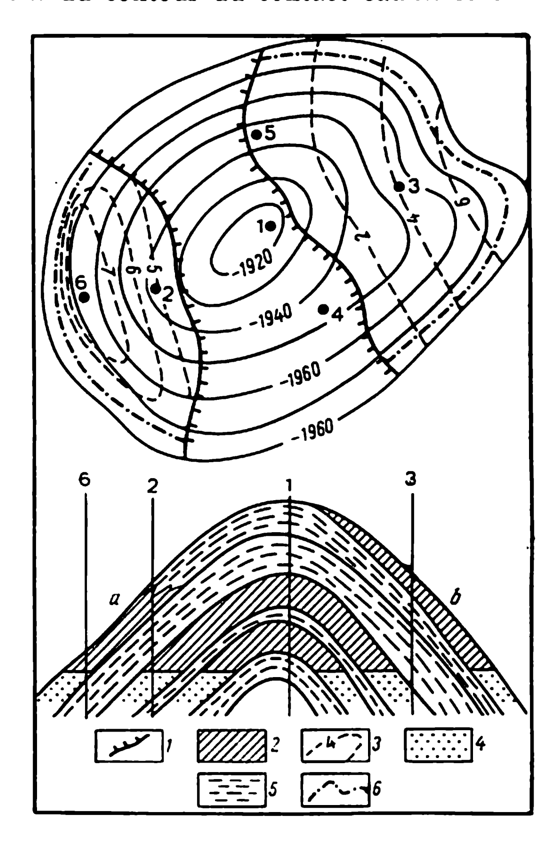


Fig. 79. Dégagement de gisements lithologiques avec la reconnaissance de gîtes en couches

a — gisement par changement de faciès; *b* — gisement par biseau; *1* — ligne de changement de faciès ou du biseau; *2* — gisements; *3* — isopaques des gisements à barrière lithologique; *4* — roches sableuses; *5* — roches argileuses; *6* — contour pétrolifère

du biseautement de la couche. Dans ce but on implantait des profils de deux ou trois puits en contrebas des flancs de l'avancée du socle. Avec un choix heureux de la position des puits du premier profil, il est possible de fournir une estimation commerciale du gisement découvert. Les profils suivants, implantés dans le but d'exploration des gisements, se disposaient des deux côtés du profil principal à des distances de 1,5-2,0 km. Les distances entre les puits sur les profils étaient de 0,5-1,5 km.

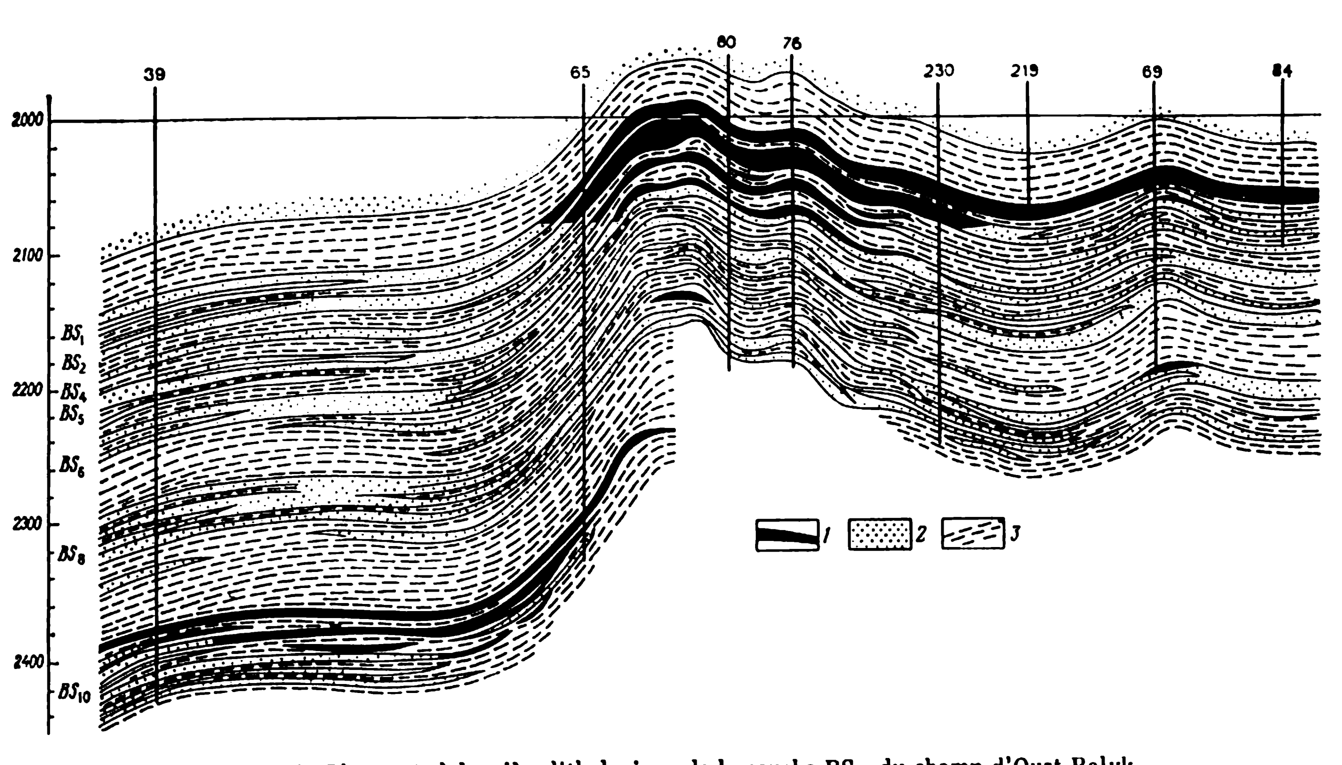


Fig. 80. Gisements à barrière lithologique de la couche BS_{10} du champ d'Oust-Balyk

1 — gîtes de pétrole; *2* — roches sableuses; *3* — roches argileuses

Les recherches de gisements du second groupe constituent un problème plus compliqué. Pour le résoudre, il faut étudier minutieusement la situation géologique, entreprendre des investigations paléogéographiques et paléotectoniques qui permettent de déceler la

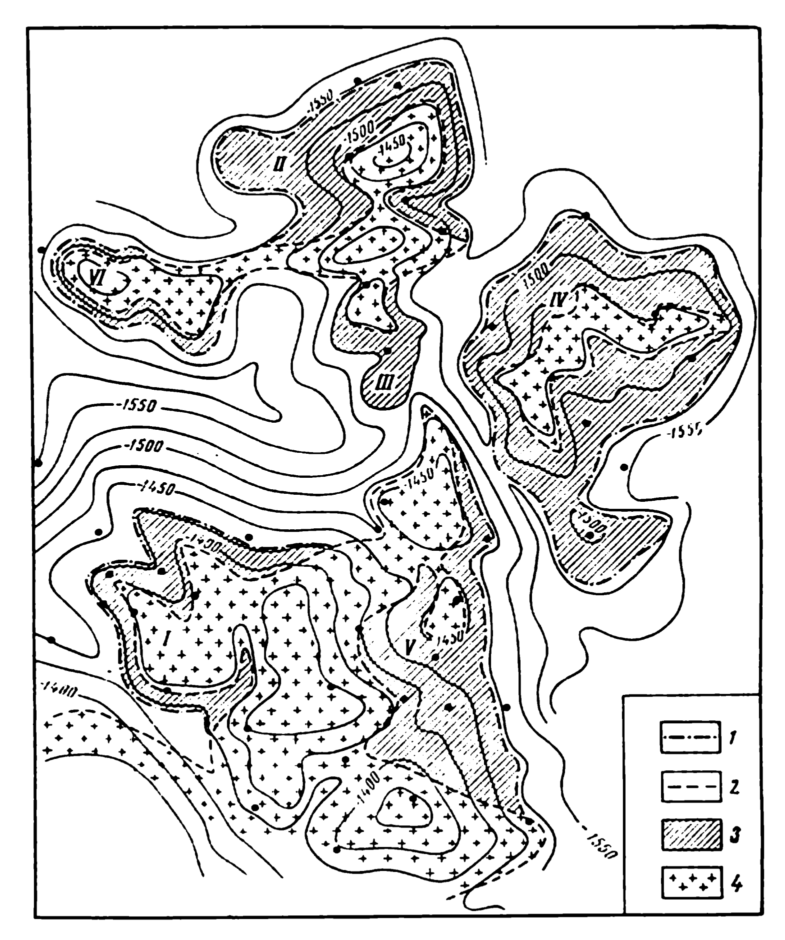


Fig. 81. Carte structurale de la région pétrolifère de Chaïm

1 — contour du contact eau-huile ; *2* — biseau de la couche ; *3* — gîtes de pétrole ; *4* — surface du socle ; champs : *I* — Moulymiinskoé ; *II* — Mortymiinskoé ; *III* — Youjno-Mortymiinskoé ; *IV* — Tétérevskoé ; *V* — Triokhozernoé ; *VI* — Okounevskoé

position d'anciennes zones littorales, la direction des paléocourants marins et des lits de fleuves, les zones d'intenses subsidences et d'anciens soulèvements enfouis commandant la répartition des roches-magasins et les limites de leur biseautement. Pour dégager les zones de biseautement des roches-magasins, on recourt aux prospections sismiques en concours avec le forage de profils.

Les pièges par biseau des couches-magasins peuvent être décelés au moyen d'établissement de cartes structurales du toit de la couche productive mises en coïncidence avec les cartes d'isolignes d'égales épaisseurs. Ces pièges sont associés à des secteurs de terrains correspondant à la position la plus élevée du trait zéro des épaisseurs des roches-magasins.

Le forage de reconnaissance sur des gisements à barrière lithologique est effectué suivant des profils dirigés transversalement à l'allongement de la zone des roches-magasins et de la ligne éventuelle de leur biseautement. Le principe de disposition des puits dans les

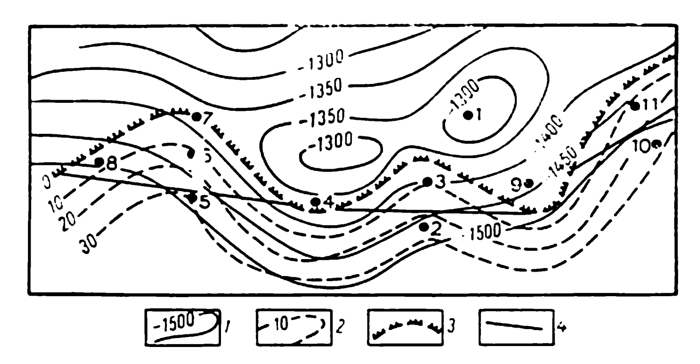


Fig. 82. Disposition des puits avec la reconnaissance de gisements à barrière lithologique

1 — isohypses; 2 — isopaques de la couche-magasin; 3 — biseau; 4 — contour pétrolifère

recherches de gisements en golfes ressort de la fig. 82. Quand une région perspective contient des structures locales, il faut vérifier leur nature pétrolifère et gazéifère dès les premiers sondages. En cas d'absence de gisements et de roches-magasins au sein de la structure, le puits suivant doit être foré en contrebas de ce flanc, là où peuvent apparaître des roches-magasins. Une fois ces dernières découvertes (le puits 2 a révélé 25 m de dépôts sablonneux), le puits suivant est implanté dans le but de la recherche du gisement. Le puits 3 découvrira un gisement, tandis que d'après l'épaisseur des roches. magasins on déterminera dans les puits 2 et 3 la position du biseau- Le puits 4, implanté suivant l'allongement supposé des roches-magasins, définira les dimensions du gisement découvert et indiquera le sens d'accroissement de l'épaisseur du corps sablonneux. Alors le puits 5, ayant décelé les grandes réserves des roches-magasins, constituera un point de profil qui guidera les recherches du second gisement en golfe, etc.

L'affaire se complique quand il s'agit de découvrir des gisements en chenal. Pour la recherche de ces gisements, I. M. Goubkine a proposé de dresser des cartes structurales obliques représentant le modelé du lit du paléofleuve et figurant l'épaisseur des dépôts sablonneux. Ces gisements sont habituellement découverts au cours de la recherche

de gisements d'autres espèces. Leurs investigation et estimation commerciale ne peuvent être effectuées qu'après une exploration au moyen de puits implantés en coin et allant des sections reconnues vers les sections inconnues.

Toutefois, au cas d'espérance de découvrir toute une série des gisements de ce type, on peut entreprendre des travaux spéciaux ayant pour but le forage de profils repères des puits de reconnaissance transversalement à l'allongement des zones de dépôts de sables et de silt.

Gisements à barrière stratigraphique

Les pièges d'espèce stratigraphique prennent naissance là où la roche-magasin est recouverte en discordance par des terrains imperméables plus récents, tandis que les couches coupées sont accidentées

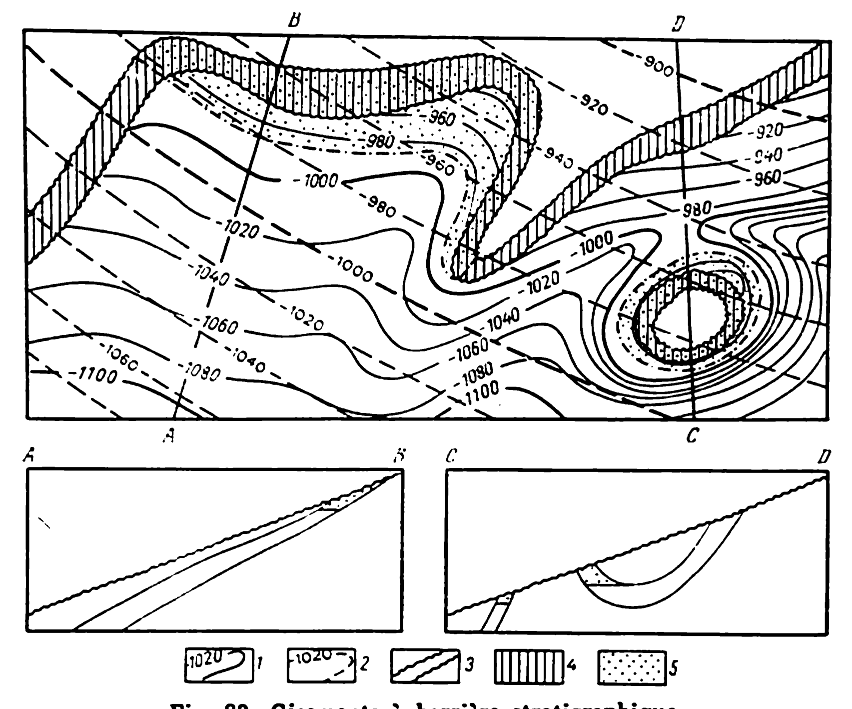


Fig. 83. Gisements à barrière stratigraphique

1 — isohypses du toit de la couche-magasin ; *2* — isohypses de la surface de discordance stratigraphique ; *3* — surface de discordance ; *4* — zone de fracture de la couche ; *5* — gisements

d'inflexions structurales (fig. 83). Dans ces cas des conditions apparaissent qui s'avèrent favorables à la formation des gisements stratigraphiques de types différents tels que, par exemple, les gisements annulaires ou par biseau.

Les recherches de gisements stratigraphiques doivent se fonder sur une étude détaillée des dépôts et une mise en évidence des discontinuités et des discordances angulaires dans la coupe du complexe sédimentaire. Si le nombre de coupes de sondages est suffisant, on arrive à suivre les zones de coupure et de recouvrement transgressif d'horizons pouvant être productifs. On dresse à cette fin des cartes spéciales (structurales et géologiques) de la surface de discordance. A travers l'allongement des zones supposées de fracturation, on fore les profils des puits de reconnaissance. L'écart entre les puits est choisi compte tenu de la grandeur de l'angle de discordance. Sur les plates-formes, où les angles de discordance sont petits, on dispose les puits à 2 ou 3 km de distance; dans les régions plissées, ils sont implantés de façon beaucoup plus serrée. Si l'on observe des zones de fractures affectant des couches productives, la recherche et la figuration des gisements sont faites au moyen de profils de puits resserrés.

La prospection de gisements stratigraphiques sur les flancs et les structures périclinales, sur les saillants d'ancien relief, ainsi que la prospection de gisements annulaires sont généralement réalisées en même temps que les recherches des gisements de couches anticlinales. Leur figuration peut exiger l'implantation de puits au-delà de la structure. Dans ces cas il faut disposer les puits successivement, en commençant par la tête des couches en direction de leur pendage. Le choix de l'écart entre les puits peut être fait compte tenu des méthodes de forage de reconnaissance sur les gisements de couches anticlinales.

Gisements en amas

La nature massive d'un gisement est établie quelquefois à l'aide d'un petit nombre de puits de reconnaissance (un ou trois) qui permettent de déterminer la composition lithologique de la coupe et s'abaissent jusqu'à l'aquifère inférieur d'une même cote. En présence d'un amas constitué d'une puissante assise de calcaires et de dolomies sans intercalations argileuses, on peut conclure à la nature massive du réservoir, même d'après le forage d'un puits unique.

Si, de plus, les formes structurales se prêtent à la mise sur carte par des méthodes géophysiques de prospection, on est en mesure, d'après l'information fournie par les premiers sondages de reconnaissance, de se représenter de façon approchée les dimensions du gisement.

La répartition des puits de reconnaissance sur les plis brachyanticlinaux et anticlinaux doit s'effectuer de préférence suivant un profil (de 2 ou 4 puits) s'alignant avec l'axe de direction (fig. 84, *a*). Les gisements associés à de petits dômes peuvent être appréciés par forage d'un puits de voûte (fig. 84, *b*). Sur les structures à dômes multiples, de même que pour la recherche de gisements de couches, le premier puits est foré sur le dôme le plus élevé, le second entre les

dômes, afin de préciser l'ordre structural. Le troisième est implanté de manière à former un triangle avec les deux premiers. Cette technique permet de déterminer la surface de contact et, s'il y a lieu, son inclinaison (fig. 84, *c*).

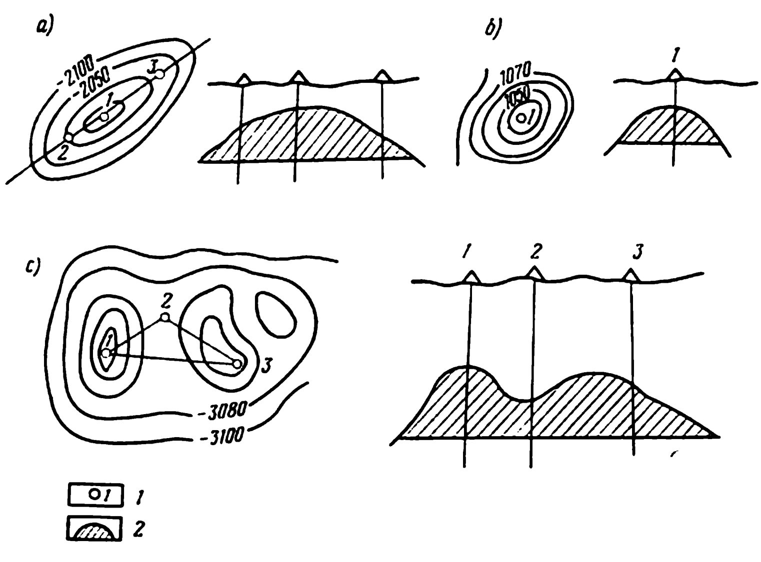


Fig. 84. Disposition des puits avec la reconnaissance de gisements en amas de formes variées

1 — puits de reconnaissance ; *2* — gisements de pétrole ou de gaz

Les gisements en amas peuvent être associés à des saillants d'origine diverse : d'érosion et biogènes. On a représenté sur la fig. 85 un gisement en amas associé à un saillant d'érosion composé de roches

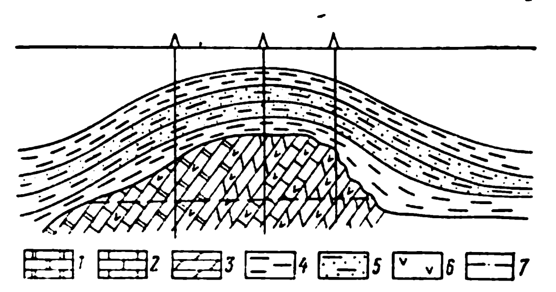


Fig. 85. Gisement en amas dans un saillant d'érosion

1 — dolomies ; *2* — calcaires ; *3* — marnes ; *4* — argiles ; *5* — aleurolites ; *6* — gypses ; *7* — contact eau-huile

carbonatées fissurées et recouvert de dépôts argileux. Avec la recherche de ces gisements par forage, on se guide sur les formes structurales de la couverture sédimentaire, qui peuvent être héritées du sail-

lant d'érosion et, quelquefois, sur les anomalies géophysiques (gravitationnelles, sismiques). Le nombre de puits de reconnaissance, nécessaires à l'appréciation des réserves du gisement, est fonction de la précision de la carte du saillant établie au préalable et, si les conditions sont favorables, ne sera pas grand.

Dans nombre de bassins pétrolifères et gazéifères on rencontre des gisements en amas associés à des massifs récifaux ou à des formations biohermes. C'est ainsi que sont connus depuis longtemps les gisements de pétrole dans les massifs récifaux des avant-monts d'Oural. Ils sont associés aux zones de brusque plongement de dépôts sakmaro-artinskiens et même plus anciens encore avec le passage de la plate-forme à la dépression, et peuvent être suivis dans une bande étroite et discontinue de 8-12 km de largeur sur plusieurs centaines de kilomètres.

Dans les régions de long affaissement des bassins de subsidence les conditions favorables au développement de constructions ré-

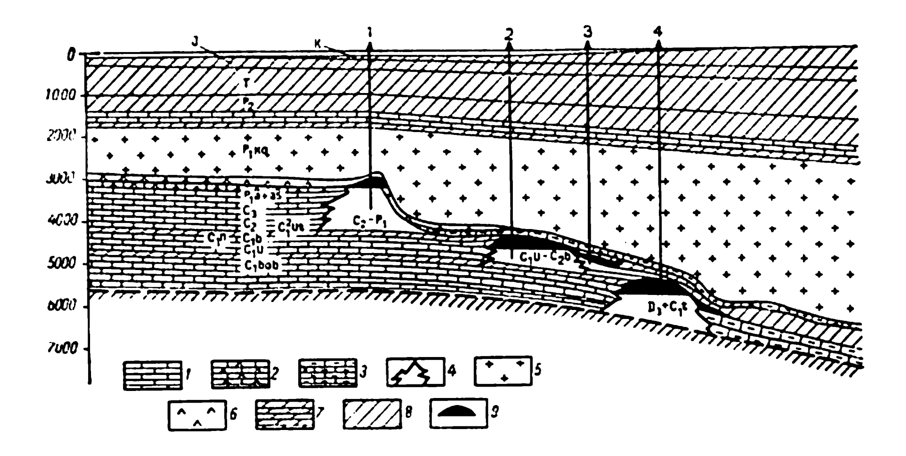


Fig. 86. Profil géologique à travers la zone des gisements récifaux

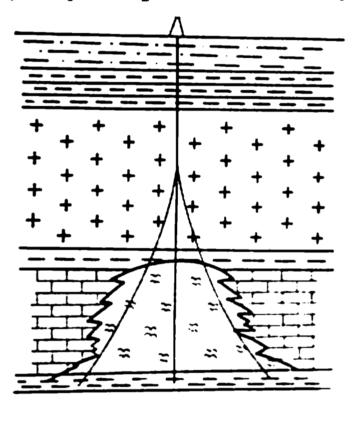
1 — calcaires; *2* — calcaires anhydritifiés; *3* — calcaires argileux; *4* — récifs; *5* — sel; *6* — anhydrites; *7* — marnes; *8* — dépôts subsalifères essentiellement terrigènes; *9* — gisements

cifales peuvent se prolonger sur plusieurs époques (fig. 86). Alors, on peut s'attendre à découvrir sur le bord du bassin plusieurs cordons d'édifices récifaux.

Si au moyen de méthodes géophysiques (du point de fond commun, de prospection électrique ou gravimétrique) on arrive à détecter les zones récifales prévues, le forage de reconnaissance est d'abord conduit en s'alignant à la crête des récifs. Les puits de ce profil longitudinal doivent être implantés sur les voûtes des soulèvements individuels, ce qui permettra de dégager leur hypsométrie et la séquence des réforages compte tenu de degré de remplissage des pièges avec

du pétrole ou du gaz. Ensuite, chaque soulèvement doit être recoupé par un profil s'appuyant sur trois puits, en y comprenant ceux déjà forés, avec un écartement de 1,5-2,0 km. On recourt également au système d'implantation de puits suivant des profils radiaux. Tous les puits doivent être reliés entre eux et leur position doit être corrigée en fonction des résultats de l'analyse faciale des dépôts rencontrés. Il faut pour cela prévoir dans les puits de reconnaissance implantés sur des gisements récifaux l'entraînement, si possible maximal, de carotte.

Pour des dimensions réduites des corps récifaux on peut recourir à des sondages à multiples colonnes avec déviation de colonnes complémentaires de celle de base à une distance de 600-700 m et assurant le recoupage du récif en différents points (fig. 87). Si le principal trou ne rencontre pas le gisement, il faut diriger les trous de recherche complémentaires du gisement suivant la remontée des calcaires récifaux. Ce procédé accélère et rend moins coûteux le forage de reconnaissance.



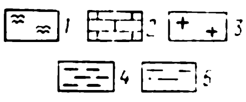


Fig. 87. Utilisation de sondages à multiples colonnes pour la figuration de gisements en amas

1 — récif; 2 — calcaires; 3 — sel; 4 — argile; 5 — aleurolite

§ 3. Particularités du forage de reconnaissance suivant les conditions géologiques et physico-géographiques

Pour une juste appréciation de la valeur commerciale d'un champ et une planification régulière de l'exploration, il faut dégager par un forage de reconnaissance un nombre aussi grand que possible de gisements, donner leur caractéristique comparative et, pour les principaux, obtenir des valeurs approchées des paramètres, c'est-à-dire construire le modèle du champ d'une certaine authenticité.

Quelquefois, si la coupe a rencontré plusieurs gisements de petites dimensions, l'importance du champ ainsi découvert ne peut être établie que d'après la caractéristique sommée de quelques gisements.

La méthode de répartition des forages de reconnaissance sur des champs à plusieurs couches productives dépend généralement de la nature des principaux gisements. Cependant, quelquefois, le choix de l'emplacement des premiers sondages et les problèmes que ces derniers sont appelés à résoudre sont fonction de la nature de la

combinaison des gisements dans la coupe et de leur disposition mutuelle sur la structure ou le périmètre pétrolifère et gazéifère, autrement dit du type ou des particularités de l'architecture du champ.

Après la découverte des gisements et la détermination du type de champ les puits de reconnaissance suivants sont implantés en fonction du type de gisements individuels ou de leur groupement suivant les modes exposés ci-dessus.

Pour la découverte et l'appréciation des gisements d'un champ à plusieurs couches productives et d'étendue pétrolifère et gazéifère de 1000 à 4000 m il faut, dans une certaine mesure, modifier le procédé de forage de reconnaissance en fonction de la distribution des gisements dans la coupe. Souvent on est en présence d'une coupe de champ dans laquelle les gisements ou leur groupement sont séparés par des terrains intermédiaires de puissance importante, les plus productifs se disposant au fond de la coupe à des grandes profondeurs. Pour les découvrir et apprécier, il est nécessaire de forer des puits profonds (de 4000-4500 m) aux installations très complexes, avec parfois plusieurs colonnes. La prise d'échantillons aux niveaux supérieurs de tels puits est limitée pour des raisons techniques, ainsi qu'à cause de la nécessité de conserver les installations coûteuses de ces puits à l'exploitation d'essai des gisements profonds. Dans ce cas pour l'échantillonnage des gisements supérieurs (jusqu'à 2000 m) il est rationnel de forer plusieurs puits structuraux avec un bon prélèvement de carottes et un échantillonnage de toutes les couches à possibilités pétrolières et gazières (fig. 88).

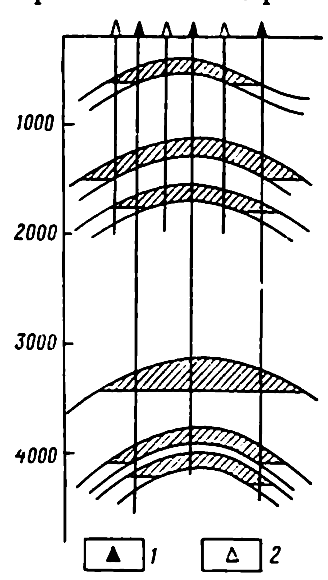


Fig. 88. Utilisation du forage structural pour le dégagement et la figuration des gisements supérieurs d'un champ à couches productives multiples

1 — puits structuraux; *2* — puits de reconnaissance profonds

Dans des conditions physico-géographiques complexes, les forages structuraux peuvent être effectués à partir des plates-formes installées pour des sondages profonds. Cette méthode est utilisée dans la province Timan-Pétchora. Dans d'autres régions, par exemple en Sibérie occidentale, dans les conditions analogues on recourt au forage d'une série autonome de puits de reconnaissance pour les horizons supérieurs.

Pour nombre de champs on observe une discordance des surfaces structurales de différents complexes lithostratigraphiques. C'est ainsi que sont très connues les discordances structurales du Carbonifère inférieur et du Dévonien supérieur avec le Dévonien terrigène dans plusieurs régions de la province Volga-Oural. Cette dis-

cordance doit être prise en compte dans les forages de reconnaissance, en particulier, lors de la détermination d'implantation et de forage des puits. Pour leur répartition rationnelle, il est nécessaire de dégager les lois générales régissant le décalage des voûtes de structures avec la profondeur. Si l'on connaît la direction et la grandeur approximative du déplacement d'après quelques horizons repères, le problème de planification du forage de reconnaissance sera ainsi facilité.

Sur la fig. 89 on a donné l'ordre suivi dans le forage des puits, quand la voûte du complexe productif inférieur est fortement décalée par rapport au complexe supérieur. Les premiers puits sont implantés dans le but de découvrir les gisements aussi bien de l'étage supérieur que de l'étage structural inférieur et sont enfoncés jusqu'aux profondeurs perspectives maximales (notamment les puits 2 et 3). Les puits suivants sont forés en fonction de la présence ou de l'absence de gisements dans différents étages structuraux. En cas de découverte de gisements dans les deux complexes structuraux il faut pour leur figuration procéder au forage de deux groupes de puits de profondeurs différentes: sur les gisements des étages supérieur (puits 4, 5, 6) et inférieur (puits 7, 8, 9).

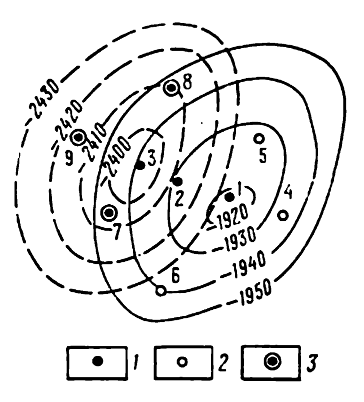


Fig. 89. Ordre suivi dans le forage de reconnaissance en cas de discordance dans l'arrangement des étages structuraux (les gisements sont hachurés)

1 — puits de profondeur maximale; *2* — puits périphériques figurant les gisements de l'étage supérieur; *3* — puits de l'étage inférieur

Dans plusieurs champs du type géosynclinal, à cause d'accidents marquant la voûte de la structure, les gisements peuvent manquer; aussi les premiers puits de reconnaissance, implantés généralement sur le dôme de la structure, ne les rencontrent-ils pas (fig. 90). Il va de soi que dans ces cas on ne peut conclure à l'absence d'huile dans la structure sur la base de l'information fournie par les premiers puits, et il faut poursuivre le forage de reconnaissance sur les flancs du plis, en dehors de la partie accidentée, et l'on découvrira alors des groupes entiers de gisements à barrière tectonique.

Très spécifiques sont les forages visant la prospection de champs dans les régions à tectonique en dôme de sel. Ces champs sont en général constitués de plusieurs couches et comprennent des gisements de types différents. Avec la recherche de gisements associés à des dômes de sel percés, les puits sont souvent implantés suivant des profils radiaux. Les premiers puits sont forés des deux côtés du noyau salifère, ensuite on établit plusieurs profils suivant le pendage des couches productives.

Les plus perspectifs sont les dômes de sel enfouis qui ne percent qu'une partie des terrains de couverture. Au-dessus, peuvent appa-

raître des gisements en couches anticlinales, souvent présentant des accidents tectoniques ; les parties attenantes au contact de la colonne de sel sont souvent le siège des gisements à barrière lithologique, tandis qu'à la périphérie des dômes s'observent des gisements à barrières tectoniques et stratigraphiques. Quelquefois, les couches de tête de ces gisements se trouvent recouvertes par des avancées de sel ou de dépôts de gypse et d'anhydrite (d'un cap-rock). Aussi le

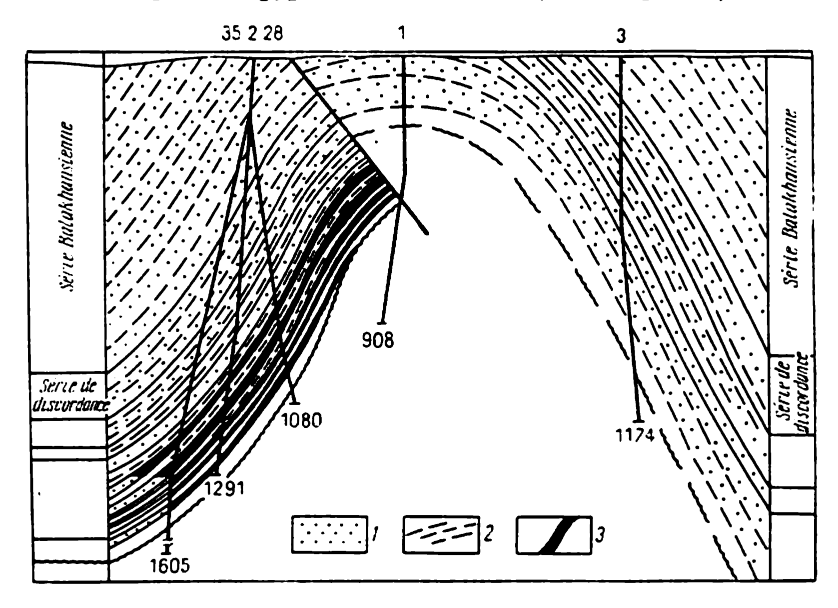


Fig. 90. Ordre d'implantation de puits de reconnaissance sur une structure à voûte accidentée. Champ de Banka Darvine (d'après B. K. Babazadé)
1 — sables; *2* — argiles; *3* — pétrole

forage de reconnaissance doit-il être programmé compte tenu de la nature diverse des gisements. A côté des puits verticaux se disposant sur des profils courts à des distances d'environ 1000 m, il est nécessaire d'implanter des puits dirigés. Sous cet angle sont particulièrement efficaces les sondages dirigés parallèlement au flanc de la colonne de sel et traversant une série d'horizons productifs. Quelquefois ces sondages doivent traverser les dépôts de sel de la colonne et sortir sur les couches du complexe productif (fig. 91).

Avec la prospection des gisements de pétrole et de gaz au large des côtes marines, dans des golfes, etc., le succès du forage de reconnaissance et son efficacité dépendent dans une grande mesure des travaux de préparation comprenant l'établissement des cartes du fond de la mer par prises de vues aériennes et sondage de reconnaissance géologique de faible profondeur, ainsi que des investigations géophysiques (prospections sismique, électrique, levé radiogravimétrique).

Le coût des prospections marines est beaucoup plus élevé que le coût des prospections effectuées sur le continent. D'après « Britisch Petroleum Exploration » la mise en valeur d'un gisement marin à la profondeur de 30 m est trois fois plus onéreuse que d'un gisement analogue situé sur le continent, et pour une profondeur de 300 m son coût augmente de 12 fois. Par suite, à l'étape de reconnaissance on attache beaucoup d'attention aux études régionales et, surtout, à la préparation des périmètres à un forage profond effectué par la conjonction de méthodes géophysiques, géochimiques et géologiques.

On obtient ainsi une série de cartes structurales d'échelles moyennes et grandes utilisées à l'implantation de sondages de reconnaissance. Si le premier forage de reconnaissance ne donne pas de résultats positifs, on procède à la correction de la construction structurale faite antérieurement et l'on fore le second puits de reconnaissance. En cas de résultats positifs on fournit une estimation approchée de l'ampleur et de la valeur commerciale du champ, et l'on conclut sur la nécessité de son exploration. Les puits de reconnaissance suivants servent à préciser les dimensions des gisements, la profondeur du niveau de l'horizon productif, les contours pétrolifères et gazéifères. Pour mieux résoudre ces problèmes, les premiers sondages de reconnaissance sont associés à une prospection sismique de surface avec maillage très serré (l'écart entre les profils est de 1-1,5 km). Et c'est seulement après qu'on aborde le forage de puits d'exploration (de figuration, selon la terminologie adoptée aux Etats-Unis).

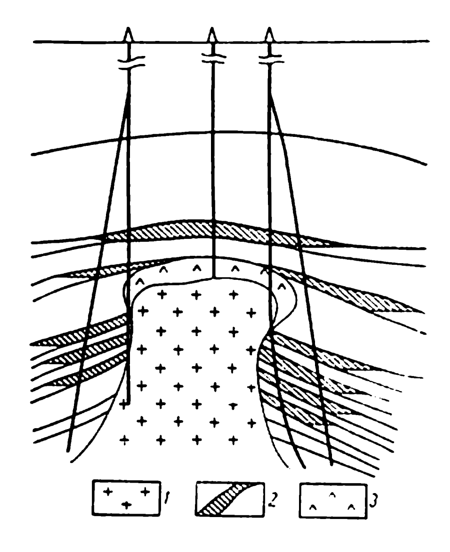


Fig. 91. Disposition des puits avec la recherche des gisements associés aux dômes de sel

1 — sel; *2* — gîtes de pétrole; *3* — caprock (anhydrite)

Le forage de reconnaissance sur des périmètres marins est effectué à partir d'un rivage, des supports artificiels (supports métalliques ou îles de terres rapportées) ou des plates-formes flottantes.

Les puits de reconnaissance déviés sont forés sur des structures ou des aires situées le long de la côte ou éloignées de celle-ci de quelques centaines de mètres, rarement de 1-2 km.

Les supports artificiels sont édifiés au-dessus de la voûte ou de la partie axiale de la structure de façon à atteindre par des puits verticaux les couches pétrolifères dans des conditions hypsométriques

les plus favorables, et par des puits déviés, les gîtes des deux flancs et, si c'est possible, sur le pendage périclinal des structures.

Un progrès important dans le forage de reconnaissance au large des côtes débuta avec l'utilisation d'engins flottants de types « Kaspii » disposant d'une grande autonomie dans le choix de l'implantation des sondages et permettant le forage à des profondeurs de fond supérieures à 60 m. L'utilisation de ces engins dispense de procéder à des forages dans des conditions géologiques insuffisamment prospectées, rendant difficile l'application de sondages dirigés.

C'est ainsi que dans la mer du Nord, où les prospections au large des côtes sont les plus actives du monde, il a été mis en service dans les années soixante-dix jusqu'à 48 installations mobiles de forage dont 36 semi-immergées, 11 autoélévatrices et un bateau. Le volume le plus important des travaux était accompli par des installations flottantes semi-immergées capables de fonctionner avec des vagues de 30 m et une vitesse du vent jusqu'à 160 km/heure.

Dans les régions arctiques le forage est réalisé principalement durant les mois d'hiver depuis la glace et des îles artificielles. A cette fin dès l'automne on construit avec des terres rapportées une île artificielle (à la profondeur de l'eau de 8-10 m) qui gèle avec l'arrivée des froids et sert de support au forage. Pour des grandes profondeurs de fond (jusqu'à 120 m) le forage est effectué directement depuis la glace qui est fortifiée par des couches complémentaires de cette dernière. On est en mesure de procéder ainsi au forage avec des outils lourds.

Lorsqu'on élabore des projets et on réalise des forages de reconnaissance, on doit souvent résoudre les problèmes du degré de concentration des travaux dans les limites d'un périmètre donné, dont la solution est fonction des conditions géologiques et physico-géographiques du territoire.

Dans la pratique du forage de reconnaissance il s'est établi deux tendances d'implantation et de succession de puits de reconnaissance. La première consiste à implanter des puits isolés sur les aires préparées au forage. L'opportunité de forer les puits suivants est dans ces cas fonction du résultat d'échantillonnages des premiers puits. La seconde tendance prévoit l'implantation sur les périmètres des groupes de puits forés simultanément ou presque au moyen de plusieurs outils.

La méthode consistant à implanter sur l'aire des puits isolés permet, avec un même outillage, de prospecter plusieurs aires et d'en choisir celles qui assureront une meilleure mise en œuvre des travaux de prospection détaillée. Toutefois cette méthode est sujette à un risque de laisser passer des gisements d'importance commerciale de certains périmètres.

Avec l'implantation groupée de puits, le nombre d'aires embrassées par le forage par rapport au facteur temps est de beaucoup inférieur qu'avec la méthode d'implantation de puits isolés, mais la

probabilité est par contre moindre de laisser passer les horizons productifs si ces derniers existent sur les aires.

Le système de recherche de gisements au moyen de puits isolés est applicable dans les régions à architecture géologique relativement simple, sur des structures bien reconnues de contour fermé, en cas de présence sur les champs de gisements de couche ou de gisements en amas des voûtes. D'autre part, les puits isolés permettent de contrôler les zones pétrolifères et gazéifères des blocs séparés qui font l'objet de prospections détaillées séparées sur des structures tectoniquement disloquées.

Il est également rationnel d'utiliser ce système avec la prospection dans des massifs récifaux, quand on choisit parmi plusieurs dizaines de dômes de la crête récifale ceux qui sont les plus perspectifs pour implanter sur ces derniers les puits isolés dans le but d'apprécier leurs possibilités en pétrole et en gaz.

Dans ces conditions la zone pétrolifère et gazéifère s'établit au moyen d'un ou de deux puits. Avec l'obtention de l'afflux commercial de pétrole ou de gaz on prolonge le forage de reconnaissance en application des règles modernes régissant cette phase et suivant les méthodes exposées plus haut. Avec un résultat négatif, le système de forage de puits isolés permet de conclure à la cessation des recherches sans frais supplémentaires.

La généralisation du système de forage de puits de reconnaissance isolés à un grand nombre de régions en U.R.S.S. a permis en un temps bref de reconnaître les zones pétrolifères et gazéifères de nombreuses structures qui, compte tenu des possibilités établies, sont par la suite devenues l'objet de subséquentes prospections détaillées.

Dans des conditions géologiques complexes — non-coïncidence de plans structuraux, présence de gisements non anticlinaux, accidents tectoniques éliminant parfois les gisements des voûtes de soulèvements — il est rationnel d'utiliser l'implantation des puits en groupe.

Il a déjà été parlé ci-dessus de l'importance de ce système de forage de reconnaissance pour les structures aux voûtes décalées au sein de différents complexes de roches ou aux voûtes tectoniquement disloquées. Ce système est également rentable avec le forage de puits de reconnaissance sur des vastes champs comprenant des gisements de types différents. Sous cet aspect sont très caractéristiques les champs de la Sibérie occidentale.

Les coupes de ces champs rencontrent les gisements : 1) en couches anticlinales de contour complet, ou partiellement piégés lithologiquement ; 2) à barrière lithologique, en forme de golfe ou en plusieurs couches ; 3) les gisements par biseau de couches associées aux flancs des avancées du socle.

Comme ces gisements sont très répandus suivant la coupe des couvertures sédimentaires, il est nécessaire durant la période de reconnaissance de forer sur les grands soulèvements d'amplitudes élevées plusieurs puits en les enfonçant jusqu'au socle.

Le premier puits est foré sur la voûte du soulèvement, les puits suivants sur les flancs et le pendage périclinal de la structure. Ce mode de répartition des puits permet de fournir une estimation approchée des aires de gisements de voûtes et d'établir la présence de gisement à barrière lithologique. Il faut pour cela déplacer quelquefois certains puits au-delà de la structure, du côté de l'emplacement le plus probable de ces gisements.

Mais en même temps les séries de puits de reconnaissance ne doivent pas être trop grandes, car la pratique montre que si sur une structure de type anticlinal les trois premiers puits s'avèrent incapables d'établir des gisements commerciaux, ces derniers soit n'existent pas, soit sont d'architecture complexe et aux réserves insignifiantes. Aussi le nombre de puits de la série d'implantation simultanée doit-il être de l'ordre de deux ou trois.

Dans le choix de la répartition de sondages de reconnaissance entre les divers paramètres un rôle important revient également aux conditions économiques et d'organisation. L'implantation des puits en groupe présente certains avantages quant à l'organisation du forage. C'est ainsi qu'un accident dans l'un des puits n'oblige pas d'interrompre le train-train des recherches, tandis que pour le forage de puits isolés chaque accident important est une cause de longues interruptions qui retardent la découverte des gisements.

Après la découverte des gisements de pétrole ou de gaz sur un périmètre par des puits de reconnaissance suivant le système d'implantation de puits isolés ou groupés, la phase de reconnaissance se poursuit jusqu'à l'estimation géologique et économique préalable du champ.

§ 4. Evaluation et estimation de la productivité des gisements de pétrole et de gaz d'après le forage de reconnaissance

L'efficacité des prospections détaillées dépend pour beaucoup de la qualité des investigations assurant l'authenticité des conclusions géologiques. Il est surtout important d'acquérir une information complète et de qualité des sondages de reconnaissance car leur nombre sur le périmètre est faible et de chacun de ces sondages dépend l'estimation de l'importance du champ découvert ou la conclusion à la stérilité du périmètre.

Avec le forage d'un puits de reconnaissance il est très important de tenir compte de tous les indices directs de pétrole et de gaz: dégazage des boues, échappement de gaz, enrichissement des boues en pétrole, présence dans la carotte prélevée d'odeurs de pétrole, détection des zones d'absorption ou de chute d'outils, etc.

Dans les puits de reconnaissance on effectue des prélèvements de carottes par intervalle tout au long de la coupe non reconnue par le forage et des prélèvements continus le long des tronçons aux horizons supposés productifs et aux limites d'unités stratigraphiques.

La conclusion sur les possibilités pétrolières ou gazeuses des divers horizons rencontrés par le puits de reconnaissance et le choix d'objets d'échantillonnage sont faits compte tenu de tous les indices directs et de toutes les données d'investigations géophysiques de chantier.

Etant donné que le complexe d'investigations géophysiques de chantier peut ne pas être encore mis au point dans des régions nouvelles, il est nécessaire d'accomplir ces investigations dans les puits de reconnaissance sous un volume plus grand, afin de préciser le complexe rationnel.

Dans la pratique de forage de reconnaissance il y a des cas quand le complexe de travaux exécutés ne permet pas de dégager de façon sûre les horizons productifs (dans les sédiments carbonatés, les magasins terrigènes bas-ohmiques, etc.). D'où la nécessité de tester les horizons aux possibilités confuses, de même que peu perspectifs d'après les données géophysiques de chantier.

Avec le choix d'objets d'échantillonnage dans le puits de reconnaissance il faut avant tout tenir compte des particularités de l'architecture géologique de l'aire, établies par des études régionales ou des forages sur l'aire concernée.

C'est ainsi que dans les conditions d'une coupe carbonatée les horizons les plus perspectifs sont ceux qui se disposent au-dessous d'une puissante couverture. Y sont souvent associés des gisements en amas. Les premiers puits doivent révéler et permettre une étude détaillée de la coupe carbonatée sur toute son épaisseur afin d'y découvrir les roches-magasins et les terrains de couverture. Sous une couverture puissante il se peut qu'on rencontre un gisement en amas. Par échantillonnage sur des intervalles serrés de la coupe on établit le contact eau-huile ou gaz-eau. Il n'est pas nécessaire de procéder à l'étude détaillée de tous les horizons perméables par prélèvement d'échantillons au-dessous du contact huile-eau ou gaz-eau.

Les puits de reconnaissance peuvent aborder une coupe présentant un grand nombre d'horizons devant être testés. Un échantillonnage efficace de plusieurs horizons au sein des puits de reconnaissance est réalisé par l'application de toutes les méthodes connues d'essai des couches : par tester de formation dans un trou ouvert en cours ou après le forage du puits, par tester de formation dans un puits tubé avec perforation de la colonne, mais sans bouchon de ciment et, enfin, par échantillonnage au sein de la colonne avec bouchon de ciment et provocation d'écoulement par diverses techniques.

Dans quelques régions pétrolifères on utilise une méthode combinée d'échantillonnage en puits tubé qui consiste à diviser la coupe de sondage lors de la planification de l'échantillonnage en plusieurs faisceaux. Le sommet de chaque faisceau doit correspondre à la couche se disposant au-dessous de la surface d'affouillement ou d'arrêt de sédimentation, car il a été constaté que de tels horizons sont généralement commercialement productifs.

Dans chaque faisceau les études complètes ne sont menées que pour les couches supérieures. Ces couches, après perforation, sont testées de façon habituelle à travers le tubing. Les couches restantes du faisceau sont échantillonnées par le tester de formation. Le prélèvement d'échantillons dans les faisceaux s'effectue de bas en haut, tandis que dans les couches du faisceau de haut en bas.

Après l'essai du premier objet du faisceau inférieur par le tubing, on maîtrise l'écoulement par le passage à la boue pompée à force. Toutes les couches subjacentes de ce faisceau sont échantillonnées par le tester de formation. Avec le passage à chaque couche subjacente l'écoulement des couches déjà testées est maîtrisé par de la boue. On procède à la perforation devant la couche suivante, et l'on descend le tester de formation en installant les packers au-dessus du nouveau objet mais plus bas que la couche testée.

En cas d'écoulement du pétrole ou d'échappement de gaz à travers le tester de formation, il est nécessaire de procéder à des essais plus longs de la couche avec différentes duses.

Une fois essayés tous les objets du faisceau, on établit au-dessus un bouchon de ciment, on vérifie son étanchéité et l'on passe à l'essai des couches du faisceau supérieur.

Cette méthode permet de faire l'essai d'un grand nombre d'objets (20-25) avec un nombre réduit de bouchons de ciment et de vérification de leur étanchéité, ce qui présente un avantage en permettant de gagner du temps et de réduire les frais.

La provocation d'écoulement et l'investigation des puits tubés sont réalisées suivant les procédés décrits au chapitre XI. Soulignons seulement, à propos, le rôle particulier des méthodes d'étude rapide dans l'investigation des couches au sein des puits de reconnaissance, surtout dans les régions peu aménagées où une longue investigation des couches est quelquefois impossible à cause de l'absence de conditions permettant le stockage de l'huile et des dangers de contamination des réservoirs d'eau.

Au cours d'échantillonnage des puits de reconnaissance un rôle important est attaché aux modes de forage des couches et de l'intensification de l'écoulement. Il est souvent arrivé que des essais non qualifiés aboutissaient à des conclusions négatives sur le rendement des couches, et ce n'est que des investigations subséquentes qui révélaient des débits commerciaux de pétrole. Les causes de fausses réponses à l'échantillonnage peuvent être engendrées par la nature de la couche-magasin ainsi que par la non-observation des règles d'aménagement et de provocation de l'écoulement.

Des longues interruptions entre les perforations de la colonne et la mise en valeur du puits peuvent entraîner l'invasion de la zone voisine du fond par de la boue. Dans ces cas, si le remplacement de la boue par de l'eau ne provoque pas l'écoulement de la couche au puits, on diminue la pression de fond en abaissant le niveau au moyen d'un piston ou, plus souvent, par compression; on recourt aussi à une seconde perforation, etc. Pour provoquer l'écoulement ou pour

l'intensifier dans les roches-magasins terrigènes peu perméables, on procède au décapage par jet d'eau avec sable ou à la fracturation hydraulique. Dans les roches-magasins carbonatées, en cas d'un faible écoulement ou de son absence totale, la zone voisine du fond est traitée par la solution d'acide chlorhydrique, quelquefois simultanément à la fracturation hydraulique.

Les puits de reconnaissance ayant donné à l'essai de l'eau doivent être obligatoirement investigués. Dans le complexe d'études de puits aquifères, après avoir atteint la permanence de minéralisation de l'eau dans tout le trou, on inclut la prise d'échantillons d'eau et de gaz qui y est dissous au moyen de l'échantillonneur de fond, la mesure du niveau statique et autres investigations.

Le traitement de l'information des études hydrochimiques et hydrogéologiques des puits de reconnaissance fournit des renseignements de valeur pour le choix et la justification de l'orientation des travaux de reconnaissance ultérieurs.

§ 5. Estimation géologique et économique du champ sur la base des données du forage de reconnaissance

Chaque étape du processus des prospections détaillées doit s'achever par une estimation géologique et économique de l'information obtenue.

La somme des données recueillies par le forage de reconnaissance sert de base à une estimation géologique et économique préalable du champ ou du périmètre soumis à la reconnaissance. Elle a une valeur de principe, car en cas d'absence sur le périmètre d'accumulations commerciales de pétrole et de gaz il n'y a pas lieu à poursuivre les prospections détaillées.

En cas de découverte des gisements de pétrole ou de gaz, on procède à l'appréciation comparée du rendement des différents horizons et on dégage les gisements aux plus grandes possibilités en préparant ainsi le projet d'exploration du champ. On doit avant tout déterminer le type de champ, les types des principaux gisements, leurs tailles probables, caractériser de façon approchée la lithologie et les propriétés physiques des couches productives, les propriétés physiques de l'huile et du gaz, les réserves du sous-sol et les paramètres d'exploitation des tronçons de la coupe, autrement dit on doit établir le modèle du champ.

Dans ce but on effectue l'étude de la coupe aménagée du champ, en le divisant en horizons et couches, on procède à la corrélation des dépôts, on dégage les horizons productifs et les horizons éventuellement productifs.

Sur la base de cette corrélation on étudie les conditions structurales et lithologiques du champ, on dégage les rapports entre les plans structuraux, on établit approximativement le degré d'affectation par des accidents tectoniques, etc. Cette investigation est accompagnée

de différentes constructions structurales (cartes, profils); dans ce cas on utilise aussi bien les données de forage que l'information fournie par des prospections géophysiques détaillées, par exemple, les prospections sismiques.

D'après les principaux gisements du champ on estime de façon approchée les paramètres suivants: surface, puissance, porosité, saturation en pétrole, perméabilité; d'après les échantillons de fond et pris en surface on caractérise les propriétés de l'huile, du gaz et de l'eau. En cas d'une information insuffisante ou des résultats douteux il est autorisé de justifier certains paramètres (porosité, saturation en pétrole et en gaz) par analogie avec d'autres champs.

Les résultats de ces estimations peuvent être plus sûres si l'on utilise à cette fin les valeurs moyennes pour la région des paramètres calculables et obtenus par traitement statistique de toutes les données en disposition. La méthode d'obtention des valeurs moyennes des paramètres est la suivante. La coupe productive est divisée en une série d'assises et pour chacune d'elles le territoire concerné est réparti en plusieurs zones dont les propriétés se modifient différemment. Les zones sont dégagées de manière qu'en leur sein les facteurs de variation caractérisant la modification relative des paramètres ne dépassent pas une certaine grandeur donnée, par exemple 20% pour la porosité, 15% pour la saturation en hydrocarbures, etc.

Avec le calcul expéditif des réserves, les paramètres, obtenus sur la base de données de forage de reconnaissance, surtout de puits isolés, doivent être confrontés aux valeurs moyennes de la région. On évite ainsi les erreurs grossières qui peuvent être dues aux sondages sur les sections de terrain aux valeurs anomales des paramètres.

L'indice principal de la valeur commerciale d'un champ à l'étape de reconnaissance est la quantité de réserves de pétrole et de gaz, surtout récupérables. Mais il faut aussi tenir compte des conditions géographiques et économiques de la région, de l'état des réserves actives de la région concernée et du pays tout entier, ainsi que d'autres renseignements. Pour un champ dont la valeur commerciale est évidente, les conditions géologiques et économiques sont appréciées dans le but de déterminer sa valeur cadastrale, autrement dit sa situation parmi d'autres champs découverts et prospectés. L'estimation objective sert dans ce cas de base à la planification rationnelle des prospections détaillées. Si la valeur commerciale d'un champ découvert est douteuse, alors, pour apprécier ses réserves, on détermine les indices techniques et économiques de la production et on les confronte à leurs niveaux extrémaux dans la période d'estimation adoptée. Le critère économique permettant de ranger les réserves dans la catégorie active ou non active est l'effet obtenu après réalisation de la production, compte tenu du prix ultime, déduction faite des frais. Si le calcul de la rentabilité ou du profit d'un champ conduit à un résultat nul, les réserves du champ doivent être rangées dans la catégorie de non actives. La méthode de calcul des principaux indices économiques des réserves est décrite au chapitre XX.

Bref, les données du forage de reconnaissance servent à construire un modèle simulant le champ tout entier et ses principaux types de gisements. En s'appuyant sur ce modèle, on élabore le plan d'exploration de ce champ.

Si au cours du forage de reconnaissance on établit que l'architecture géologique de l'aire est plus compliquée qu'il a été prévu lors de la préparation du forage, on conclut alors à la nécessité d'investigations géologiques et géophysiques supplémentaires permettant de préciser le modèle de l'architecture géologique de la section donnée de l'écorce terrestre.

PARTIE 4

PROSPECTIONS DES GISEMENTS DE PÉTROLE ET DE GAZ

CHAPITRE XVII

EXPLORATION DES GISEMENTS ET DES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ

§ 1. Objectifs et problèmes de l'exploration

L'exploration est l'étape finale des prospections détaillées dont la tâche principale est d'assurer l'authenticité des indices (paramètres) des gisements utilisés pour le calcul des réserves et l'établissement des projets d'exploitation.

L'authenticité de détermination des paramètres particuliers et des réserves dans leur ensemble constitue un facteur important ayant pour objet de poser une base solide à l'élaboration d'un projet de prospection des gisements. Une appréciation erronée de la perméabilité, de l'épaisseur de la couche, de la viscosité de l'huile ainsi que d'autres indices ou des réserves actives et récupérables se traduit par des erreurs dans la détermination des soutirages cumulés d'huile, des volumes d'eau injectée, ce qui, à son tour, entraîne des frais supplémentaires de réaménagement du champ. D'où la nécessité d'effectuer des travaux d'exportation de façon à assurer un bon fondement à l'établissement de projets d'exploitation des gisements.

Au cours de l'exploration on procède plusieurs fois à la généralisation des données recueillies et au calcul des réserves de catégories différentes ; leur rôle est particulièrement grand pour l'établissement de projets d'exploitation d'essai, de schémas technologiques d'exploitation et de projets d'exploitation.

Le projet d'exploitation d'essai (ou d'exploitation industrielle d'essai au cas de champs de gaz) est un document auxiliaire des projets. Il est destiné à faire coïncider l'exploration avec une exploitation partielle du gisement ; cela permet de mieux connaître le rendement, d'obtenir des données sûres sur les propriétés filtrantes des couches, les méthodes d'exploitation des puits, les variations du régime de production de la couche en fonction du temps, etc. On étudie les possibilités d'injection de l'eau dans la couche ainsi que les autres caractéristiques d'exploitation du gisement. Le projet d'exploitation d'essai des champs de gaz est établi en même temps

que celui d'exploration et en constitue la partie technologique. Sur les champs de pétrole, le projet d'exploitation d'essai est établi actuellement en cours d'exploration, mais la tendance à accélérer la mise en exploitation d'un champ exige sa préparation préalable, conjointement au projet d'exploration. Dans le projet d'exploitation d'essai on prévoit l'étude des gisements et, à cette fin, conjointement aux puits d'exploration, on fore des puits de développement.

Le schéma technologique d'exploitation est dressé une fois achevés les travaux d'exploration et la mise en œuvre du projet d'exploitation d'essai. L'étape d'exploration une fois achevée, on constitue, avant l'établissement du schéma technologique d'exploitation, la caractéristique de divers indices et de l'objet dans son ensemble qui, bien que approchée, est néanmoins suffisante pour la mise au point d'un projet d'exploitation. A ce moment les réserves de pétrole et de gaz doivent être calculées suivant les catégories C_1 ou $C_1 + B$ en accord avec la classification établie des réserves de champs de pétrole et de gaz combustibles.

Le projet d'exploitation est établi d'après l'information fournie par l'exploration, le forage de puits, conformément au schéma technologique et les données de la première étape d'exploitation. A ce stade on définit les détails de la structure géologique, on établit l'hétérogénéité de la couche; toutes les réserves de pétrole ou leur partie peuvent être rangées dans la catégorie A.

Pour les champs de taille unique en leur genre on établit des schémas généraux d'exploitation et des schémas technologiques pour diverses parties des gisements.

On est ainsi en mesure de garantir une information sûre et opportune à chaque stade de projets d'exploitation par les travaux d'exploration et d'exploitation d'essai ou partielle des gisements. Dans ce cas la part de l'information obtenue au cours de l'exploration décroît du stade de projet d'exploitation d'essai à celui d'exploitation, mais elle demeure néanmoins très importante et quelquefois unique (par exemple, sur le contact eau-huile, la pression de gisement initiale, etc.).

L'aboutissement de l'exploration est la fixation des rapports entre les diverses catégories de réserves qui doivent être établies au moment de la mise en exploitation du champ. C'est ainsi qu'en accord avec la classification établie des réserves de pétrole et de gaz, la mise en exploitation d'un gisement de structure simple dans les régions reconnues est admise sur la base de réserves de catégories C_1 et de 20% de réserves de catégorie B. Dans les régions nouvelles, non encore mises en valeur, l'exploitation n'est autorisée que si le champ possède 30% de réserves de catégorie B.

La mise en exploitation d'un champ à architecture complexe peut être admise sur la base de réserves calculées sous la seule catégorie C_1 sans la catégorie B.

Les exigences envers la connaissance des paramètres de gisements sont formulées sous forme qualitative et quantitative.

Les exigences qualitatives imposent une étude complète de tous les paramètres nécessaires au calcul des réserves et à l'établissement d'un projet d'exploitation, ainsi qu'une appréciation complexe des propriétés de gisements par diverses formes d'investigations (géologiques, géophysiques, hydrodynamiques).

Pour chaque champ (gisement) pétrolier, les prospections doivent établir:

a) la taille et la forme du gisement, la disposition des accidents tectoniques et leur amplitude; pour les pièges lithologiques et stratigraphiques, les limites du biseau, des variations latérales et de la couverture de terrains perméables par des dépôts imperméables;

b) les règles de changements de faciès des couches productives de variations, des propriétés de roches-magasins, de l'épaisseur effective et de celle saturée d'huile ou de gaz;

c) le critère d'appréciation de la rentabilité des couches ainsi que les limites inférieures des propriétés de roches-magasins;

d) le débit d'huile, de gaz et d'eau, les valeurs de la pression de gisement initiale, de la pression de saturation de l'huile par le gaz, les facteurs gaz-huile, les coefficients de productivité des puits et de leur variation dans le temps;

e) les propriétés de l'huile, du gaz, du condensat et de l'eau ainsi que la teneur en ces derniers des composés associés;

f) la position hypsométrique des contacts eau-huile, gaz-huile et leur variation dans le temps;

g) les conditions hydrogéologiques établissant la liaison hydrodynamique entre les couches productives et les blocs tectoniques et concrétisant ainsi le régime naturel du gisement;

h) les réserves d'huile, du gaz libre et dissous;

i) les conditions d'exploitation industrielle effective des gisements.

La liste ci-dessus énumère les tâches spéciales des différentes informations nécessaires au calcul des réserves et à l'établissement de projets d'exploitation. La qualité d'accomplissement de ces tâches est régie par l'authenticité des paramètres et permet de fixer la catégorie des réserves calculées.

Les exigences quantitatives envers la connaissance des réserves sont incarnées dans l'authenticité de la détermination de tous les paramètres.

Conformément au principe fondamental de l'exploration, le principe d'approximations successives, concrétisé dans la notion d'échelonnement du processus d'exploration géologique, à chaque stade d'investigation la connaissance du champ devient de plus en plus détaillée, de nouvelles lois sont dégagées de l'étude de plus en plus approfondie. Et, en même temps, s'abaisse l'incertitude dans l'appréciation de différents indices, diminue le niveau d'erreurs dans les paramètres et, partant, décroît le risque de pertes économiques de l'exploitation en raison du manque d'exactitude dans les données de base. Toutefois, l'abaissement du niveau d'erreurs et

la diminution du risque de pertes s'accompagnent d'un accroissement continu du coût de l'information complémentaire. Si l'on exprime ces deux caractéristiques du processus d'exploration au moyen d'une mesure commune (de préférence en unités monétaires), alors leur somme pourrait être le critère du taux optimal d'exploration. Le minimum de cette somme est la fonction spéciale de l'exploration. Un exemple du taux optimal d'exploration nous est fourni

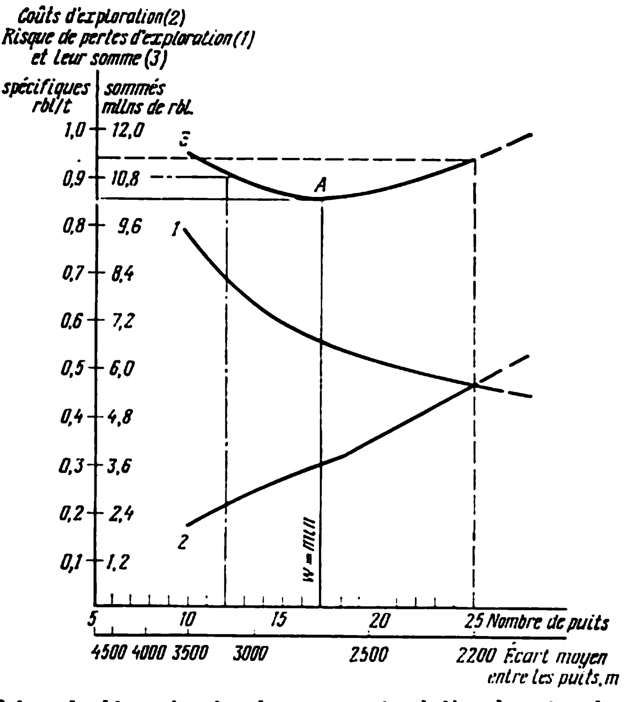


Fig. 92. Schéma de détermination du taux optimal d'exploration du champ (gisement)

sur la fig. 92. La courbe *1* sur ce dessin exprime en unités monétaires le risque de pertes de l'exploitation qui décroît régulièrement avec l'abaissement de l'incertitude d'appréciation des paramètres du gisement à mesure que grandit la connaissance de l'objet. La courbe *2* représente les coûts de l'exploration. En sommant ces deux courbes, on obtient la courbe *3* dont le minimum (point *A*) correspond à un moment quand les dépenses d'exploration subséquentes ne sont plus compensées par un abaissement du risque de pertes au cours de l'exploitation. Ce moment de l'exploration correspond justement au taux de connaissance optimal du gisement à la fois nécessaire et suffisant.

Le coût de l'exploration (C_p) s'exprime de façon commode par le prix de la préparation de 1 t de réserves extraites, réduit à la date

de l'année de fin de l'exploration; ce coût se calcule sur la base du coût total des travaux d'exploration géologique sur le champ et de la grandeur des réserves.

Le risque de pertes économiques (R) se détermine par les calculs de l'erreur sur le prix de revient de la production de 1 t de pétrole et de l'erreur sur le prix de préparation de 1 t de réserves extraites, en partant de l'erreur quadratique moyenne relative sur les réserves extraites, qui, à son tour, peut être définie à la probabilité adoptée pour toute date d'exploration. En appréciant le risque en fonction de l'erreur sur les réserves, il faut tenir compte d'une possibilité égale de diminution des réserves effectives par rapport à celles calculées d'après les données de l'exploration (erreur sur les réserves positives) et d'augmentation des réserves qui entraîne également des dépenses (complémentaires) de réaménagement du système de production de pétrole.

Il s'ensuit que le risque de pertes économiques peut être défini avec une probabilité $P = 0{,}68$ comme la somme arithmétique des valeurs absolues de deux erreurs quadratiques moyennes:

$$R = m_{C_p} + m_{C_g} \text{ (roubles/t)}, \qquad \text{(XVII.1)}$$

dont l'une est égale à l'écart quadratique moyen du prix de la préparation de 1 t de réserves (C_p).

$$m_{C_p} = C_p \cdot \frac{m_Q}{Q} \text{ (roubles/t)} \qquad \text{(XVII.2)}$$

et l'autre à l'écart quadratique moyen (en %) du prix de revient de 1 t de production (C_g) compte non tenu de décomptes pour les travaux de prospection géologique:

$$m_{C_g} = \frac{C_g \cdot \delta C_g}{100} \text{ (roubles/t)}, \qquad \text{(XVII.3)}$$

où m_Q est l'erreur quadratique absolue des réserves Q extraites à la date donnée; δC_g — l'erreur relative sur les réserves extraites.

Le risque spécifique total de perte économique essuyée est ainsi égal, compte tenu de (2) et (3), à

$$R = C_p \cdot \frac{m_Q}{Q} + \frac{C_g \cdot \delta C_g}{100} \text{ (roubles/t)}. \qquad \text{(XVII.4)}$$

Si l'on exprime les dépenses spécifiques C_p et C_g en fonction des rapports correspondants entre les dépenses et les réserves générales de l'exploration $C_p = \frac{S_p}{Q}$ et de l'exploitation $C_g = \frac{S_g}{Q}$, alors la fonction spéciale de l'exploration peut être exprimée de la façon suivante:

$$W = \frac{S_p}{Q} + \left[\frac{S_p}{Q^2} \cdot m_Q + \frac{S_g \cdot \delta C_g}{100\,Q}\right] = \min. \qquad \text{(XVII.5)}$$

Le critère W peut être pris pour l'indice généralisé de l'efficacité de l'exploration vu qu'il contient aussi bien les dépenses que le résultat qui est la qualité de la préparation des réserves sous forme de leur authenticité.

Le fait que $W = \min$ peut être interprété comme la caractéristique quantitative de la connaissance nécessaire et suffisante du gisement pour l'établissement du projet d'exploitation est illustré par le tableau 17 duquel s'ensuit que toute connaissance, outre la connaissance optimale, est indésirable. C'est ainsi que pour un maillage lâche de puits l'économie réalisée sur l'exploration est de 0,96 million de roubles, mais les pertes d'exploitation peuvent atteindre 1,56 millions de roubles. L'efficacité sommée du complexe, l'exploration plus l'exploitation, sera dans ce cas de 0,6 million de roubles inférieure à celle du maillage optimal de puits d'exploration.

En cas de réexploration (maillage serré de puits) on obtient une certaine économie dans l'exploitation (0,96 million de roubles) mais l'efficacité du complexe diminue de 1,08 million de roubles à cause de grandes dépenses en exploration qui dépassent la valeur optimale de 2,04 millions de roubles.

La justification des exi-

Tableau 17

Comparaison de l'efficacité de l'exploration pour diverses densités du maillage des puits

Nature du maillage des puits	Nombre de puits	Ecart moyen entre les puits, km	Coûts spécifiques de l'exploration, C_p rbl/t	Risque de pertes spécifiques de l'exploitation, R rbl/t	Somme du coût d'exploration et du risque de pertes d'exploitation, W		Coût total d'exploration, mil. de roubles	Risque total de pertes d'exploitation, mil. de roubles	Variation d'indices économiques des variantes non optimales par rapport aux variantes optimales		
					spécifique, rbl/t	absolue, mil. de roubles			Coût de l'exploration, mil. de roubles	Risque de pertes d'exploitation, mil. de roubles	Somme des coûts d'exploration et du risque de pertes d'exploitation
Maillage de puits optimal	17	2,68	0,30	0,55	0,85	10,2	3,6	6,6			
Maillage lâche	12	3,2	0,22	0,68	0,90	10,8	2,64	8,16	+0,96	−1,56	−0,60
Maillage serré	25	2,2	0,47	0,47	0,94	11,28	5,64	5,64	−2,04	+0,96	−1,08

gences quantitatives repose sur la généralisation de l'expérience de détermination de la connaissance optimale des gisements pétroliers pour une gamme très large de variations de leurs tailles et des propriétés de l'aire allant de 5 à 300 millions de m², des réserves actives de pétrole de 3 à 300 millions de t, de la couche saturée en pétrole d'épaisseur de 3 à 20 m, d'amplitude maximale d'oscillations de l'épaisseur de la couche de 15 à 40 m, de la hauteur du gisement de 10 à 100 m et du rapport des grand et petit axes de la structure de 1 à 5.

Les investigations de chaque gisement ont permis de déterminer les valeurs des erreurs sur les réserves actives et extraites et des erreurs correspondantes des paramètres en cas de connaissance optimale.

Sur la fig. 93 on a montré la gamme de variation des erreurs commises sur les réserves actives et extraites des gisements de taille

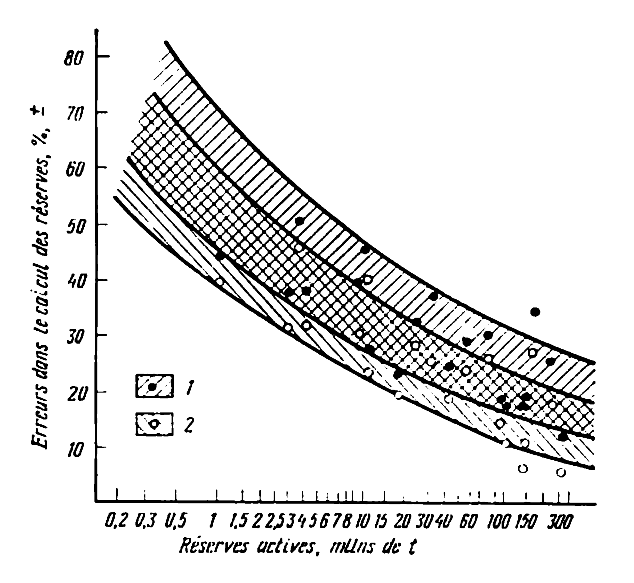


Fig. 93. Erreurs éventuelles sur les réserves des gisements de pétrole explorés de façon optimale mais présentant des tailles différentes

1 — réserves actives (géologiques); *2* — réserves récupérables

différente une fois accomplis les travaux d'exploration de volume économiquement justifié. L'analyse de ce dessin montre que la dispersion des résultats obtenus s'expliquant par la diversité de conditions géologiques, techniques et économiques d'exploration, bien que importante, permet, toutefois, de fixer des limites déterminées à la précision tolérable du calcul des réserves pour des gisements de taille quelconque. De plus, pour les gisements d'architecture relativement simple les valeurs de dispersion des erreurs les plus caracté-

ristiques se situent dans la moitié inférieure de l'intervalle de dispersion (pour la valeur donnée des réserves), tandis que pour les gisements plus complexes elles se situent dans la moitié supérieure de l'intervalle mentionné. En outre, on constate une nette action en retour entre la taille des gisements et la précision du calcul de

Tableau 18

Erreurs possibles de détermination des paramètres et des réserves de gisements de pétrole en cas de leur connaissance optimale

nono	Paramètres, réserves	Erreurs dans l'appréciation des paramètres (%, ±) pour des réserves actives, en millions de t			
		Jusqu'à 10	10-25	25-50	50-300
1	Aire de l'objet	30-20	25-12	20-10	15-7
2	Epaisseur saturée en pétrole	30-20	25-15	20-12	15-7
3	Porosité	8,0-5,0	6,0-4,0	4,0-2,0	3,0-2,0
4	Saturation en pétrole	6,0-4,0	5,0-3,0	3,0-2,0	3,0-2,0
5	Densité du pétrole en surface	2,0-1,0	2,0-1,0	1,0	0,5
6	Facteur volumétrique du pétrole	5,0-3,0	3,0-2,0	2,0-1,0	2,0-1,0
7	Réserves actives de pétrole	55,0-30,0	35,0-20,0	30,0-15,0	20,0-10,0
8	Perméabilité	35,0-20,0	30,0-15,0	25,0-15,0	20,0-10,0
9	Facteur de récupération	15,0-10,0	13,0-8,0	10,0-6,0	8,0-4,0
10	Viscosité d'huile en gisement	10,0-5,0	7,0-4,0	5,0-3,0	3,0-1,0
11	Densité d'huile en gisement	6,0-4,0	4,0-3,0	3,0-2,0	3,0-1,0
12	Réserves récupérables de pétrole	65,0-35,0	45,0-25,0	35,0-20,0	25,0-13,0

leurs réserves pour une exploration optimale. Le tableau 18 nous fournit les valeurs des erreurs possibles sur les paramètres pour des gisements de taille différente explorés de façon optimale.

La concrétisation ultérieure des exigences dans l'intervalle défini par la taille des gisements s'effectue compte tenu de la complexité de l'architecture géologique et des conditions géographiques et économiques de la région. Pour les gisements d'architecture simple, les exigences doivent être plus rigoureuses (erreurs plus faibles) et pour les gisements d'architecture complexe moins rigoureuses (erreurs plus grandes). Dans les régions nouvelles, non encore explorées, les exigences envers le degré d'exploration des gisements doivent être supérieures à celles exigées pour les champs analogues se trouvant dans des régions à industrie pétrolière développée.

Les exigences envers les paramètres tels que la porosité, la perméabilité se différencient en fonction de la valeur moyenne du paramètre : pour des grandes valeurs, les exigences sont plus strictes que pour les petites.

Les exigences envers l'authenticité des estimations de réserves d'un gisement étudié de façon optimale permettent de différencier les exigences qualitatives exprimées sous forme de rapports entre les différentes catégories de réserves donnés plus haut sous forme générale pour les gisements de toutes tailles. Compte tenu de l'expérience d'estimation de la précision de calcul des réserves dans des conditions géologiques différentes, on peut fixer les intervalles d'erreurs pour les réserves récupérables de différentes catégories de la façon suivante : A $\pm$ 5-10 % ; B $\pm$ 10-20 % ; C_1 $\pm$ 20-40 % et C_2 pour de champs à $\pm$40-80 %. Alors, compte tenu de la dépendance, on peut, d'après la fig. 93, calculer les rapports optimaux des réserves de catégories différentes pour les valeurs adoptées des erreurs commises. Les résultats de ces calculs sont groupés au tableau 19.

Tableau 19

Rapport entre les diverses catégories de réserves et caractéristiques principales du degré de connaissance des gisements préparés à l'exploitation industrielle

Réserves actives, millions de t	Surface km² / épaisseur, m	Catégorie des réserves	Part de réserves de la catégorie, %
jusqu'à 2,5	jusqu'à 6 / 8-3	C_1 C_2	50 50
2,5-10,0	3-25 / 8-4	C_1 C_2	75 25
10,0-25,0	10-50 / 10-5	C_1 C_2	70-90 30-10
25,0-100,0	25-100 / 12-8	B C_1 C_2	0-20 90-70 10
Plus de 100	plus de 100 / de l'ordre de 10-15	B C_1 C_2	10-30 80-60 10

Pour des gisements moyens et gros les parts des réserves des catégories commerciales B et C_1 sont fixées par des intervalles de valeurs, compte tenu de la complexité de l'architecture géologique du champ et des couches productives.

Au cas d'importantes dislocations tectoniques ou d'une brusque variation de l'épaisseur et des propriétés des roches-magasins constituant les couches productives, il faut s'orienter sur les limites gauches des intervalles indiqués (pourcentages inférieurs des réserves de catégories supérieures). Avec une architecture géologique relativement simple, il faut tâcher d'atteindre un pourcentage plus élevé pour les réserves des catégories B pour les gros gisements et C_1 pour les gisements moyens. Pour de petits gisements aux réserves actives allant jusqu'à 10 millions de tonnes, les parts de réserves des catégories C_1 et C_2 sont indiquées par un seul chiffre, vu que la division de ces gisements en gisements simples et complexes est ambiguë et, partant, très conventionnelle.

En outre, on a donné au tableau 20 les espacements moyens entre les puits garantissant la précision sus-adoptée pour les catégories B et C_1. Les espacements mentionnés ont été obtenus sur la base des mêmes données expérimentales déjà utilisées pour les résultats fournis par le tableau 19.

Comme on le voit sur le tableau 20, les espacements entre les puits des catégories B et C_1 (pour les gros gisements) diffèrent très peu entre eux. Cela s'explique par le fait qu'en rangeant les réserves dans la catégorie B une grande importance est réservée aux résultats de l'exploitation d'essai des puits de la section de terrain considérée. En cas de résultats positifs à ce stade d'investigation du champ, les réserves peuvent être rangées dans la catégorie B, même si les autres indices caractéristiques sont semblables aux sections de terrain de catégorie C_1.

Des espacements importants entre les intervalles sont la conséquence de la grande variété des propriétés des champs et des conditions techniques et économiques d'exploration. Les espacements concrets entre les puits doivent être choisis pour chaque gisement en fonction de leur taille et compte tenu de la complexité de l'architecture géologique.

Les rapports recommandés au tableau 20 entre les catégories des réserves et la distance séparant les puits ont été mis au point essentiellement pour les gisements de couches. Quant aux autres gisements, alors, en partant des résultats de leur état d'exploration, on peut recommander d'imposer aux gisements en amas les mêmes exigences qu'aux gisements de couches d'architecture relativement simple, tandis que les gisements à barrière lithologique ou stratigraphique peuvent être assimilés sur ce point à des gisements de couches d'architecture complexe.

Ainsi, les exigences quantitatives optimales, différenciées suivant la taille de gisements et les conditions géologiques et économiques de la région concernée, fixent avec les catégories de réserves des limites assez strictes aux variations tolérées des données de base servant à la préparation de l'exploitation. Et, par suite, le risque de pertes d'exploitation, toujours possibles, s'abaisse jusqu'à des valeurs économiquement justifiables.

L'existence d'exigences quantitatives types envers la précision de détermination des paramètres permet de programmer tout le processus d'exploration, depuis l'établissement du projet d'étude jusqu'à la prise de décision de passer à l'exploitation, suivant une méthode unique, ce qui permet de tirer un meilleur rendement des explorations géologiques.

§ 2. Généralités sur la méthode d'exploration de gisements et de champs de pétrole et de gaz

La méthode d'exploration embrasse un complexe de procédés et de travaux soumis à un échelonnement déterminé et visant l'investigation du champ dans le but de le préparer à l'exploitation. Elle comporte la succession de projets et d'exécutions d'exploration, la justification du système d'explorations jugé rationnel pour le champ concerné, ainsi que du volume des travaux d'exploration, du rythme et de l'ordre de leur exécution, de même que l'appréciation géologique et économique des objets explorés sur la base de dépouillement et d'analyse de l'information recueillie.

La méthode d'exploration peut se transformer fortement en fonction du type de gisements et de champs ainsi que des conditions techniques et économiques de son exécution, mais les principes essentiels justifiant la rationnalité de l'exploration doivent être toujours observés.

Ces principes exigent, pour que le processus d'exploration soit rationnel, que ce dernier soit projeté, dirigé et efficace.

Le projet d'exploration est pratiquement établi soit avec le cahier de forage de reconnaissance, soit séparément. Le projet simultané de forage de prospection et d'exploration n'est possible que sur des structures (ou groupe de structures) estimées cacher de petits gisements et quand les puits de reconnaissance fournissent une telle information géologique et économique sur le champ après laquelle il n'est plus nécessaire de forer des puits d'exploration, l'étude subséquente du gisement s'effectuant au cours de forage d'exploitation. Dans tous les autres cas l'exploration d'un champ doit s'effectuer d'après un projet séparé.

Le projet doit embrasser toutes les conditions de mise en œuvre des travaux d'exploration: système d'exploration, nombre exigé de puits et leur installation, succession de forages, complexe rationnel d'études géologiques et géophysiques et volume d'échantillonnages de couches en cours de forage, complexe d'études hydrodynamiques, nombre d'installations de forage nécessaires, délais et coût approché des travaux.

Les projets d'exploration de champs de gaz contiennent en plus la justification technique de l'exploitation commerciale d'essai des gisements. Cette prescription sera étendue avec le temps aux conditions de projets de tous les champs de pétrole et de gaz, car elle ref-

lète une tendance progressive visant à l'accélération et à l'intensification des travaux de prospection géologique.

Les projets d'exploration, surtout s'ils prévoient des travaux d'exploitation commerciale d'essai, servent de base à d'importants investissements et, partant, doivent garantir la sûreté des principaux paramètres. Quelquefois, en pratique, il y a contradiction entre la nécessité d'établir rapidement le projet autorisant la mise en œuvre des travaux de recherche et l'exiguïté des données de base entamant sa sûreté. Pour sortir de cette contradiction il faut se conformer minutieusement aux prescriptions de l'étape de reconnaissance dont l'exécution qualifiée est une garantie pour la sûreté des projets d'exploration.

Le projet d'exploration est établi sur la base des conceptions qu'on a du type de champ. Habituellement, les travaux de reconnaissance permettent de créer le modèle du champ qui prédétermine la variante la plus probable d'exploration. Mais dans des conditions géologiques complexes (formes floues de la structure, ondulation de l'axe du pli, accidents tectoniques, barrières lithologiques des gisements, etc.) le projet d'exploration peut être établi sur la base de plusieurs modèles de l'architecture du champ. Dans ce cas on programme l'ordre de succession des travaux qui permettrait le contrôle rapide des variantes (modèles) possibles d'architecture, le choix de la plus probable et la mise en œuvre des travaux conséquents à cette variante.

Il faut avoir en vue que tous modèles de champ et de couches productives élaborés au stade de projet d'exploration auront un aspect émoussé et simplifié. Au cours d'investigations suivantes les représentations préliminaires du gisement se compliquent dans la plupart des cas. Ceci pris en compte, en dressant un projet d'exploration, il faut toujours prévoir que le gisement aura une architecture plus compliquée que le modèle construit sur la base de données limitées. Des renseignements peuvent dans ce cas être puisés par analyse des complications de l'architecture de gisements déjà reconnus dans des horizons analogues.

Les éléments essentiels du projet sont le choix du système d'exploration et du nombre optimal de puits nécessaires à la solution du principal problème de l'étape d'exploration consistant dans la préparation la plus rapide et efficace du champ à l'exploitation.

Par système d'exploration on entend l'ensemble spatial de puits et l'ordre de leur forage garantissant l'étude du champ sur toute sa surface ainsi qu'en coupe.

Les systèmes d'exploration sont choisis compte tenu du type de champ, du type de gisement, des rythmes d'exploration et de mise en valeur des gisements ainsi que d'autres facteurs géologiques, techniques et économiques, comme des traditions et de l'expérience acquise au cours des travaux d'explorations.

En justifiant le nombre de puits prévu et le volume d'investigations projeté, on s'appuie largement sur l'expérience acquise au cours

de l'exploration des champs du même type dans des conditions physico-géographiques identiques.

Les éléments les plus importants d'un projet sont le choix du système d'exploration et la justification du nombre optimal de puits nécessaires pour assurer une mise en exploitation du gisement.

Suivant la taille supposée des champs, la complexité de leur architecture et, surtout, suivant la qualité de l'information existant au moment de l'établissement du projet d'exploration, ces problèmes peuvent être résolus en recourant à des méthodes plus ou moins diverses: en commençant par utilisation d'une simple analogie de l'architecture géologique et des méthodes d'exploration jusqu'à la détermination par calcul du nombre optimal de puits, de leur espacement, des cadences de forage, etc.

Toutefois, dans tous les cas l'ordre suivi dans l'établissement du projet est unique:

a) on justifie le nombre d'étages à explorer;

b) dans chaque étage on choisit le gisement principal (de base) (l'horizon investigué);

c) on détermine le nombre nécessaire de puits et le système de leur répartition pour l'exploration du gisement de base;

d) on recherche le nombre total de puits destinés à l'exploration de l'étage dans son ensemble;

e) on résout le problème de l'ordre à suivre dans le forage des étages explorés.

Avec la justification du nombre d'étages à explorer on tient compte des résultats du forage et de l'échantillonnage des puits de reconnaissance, ainsi que de l'expérience acquise d'exploration des champs à plusieurs couches productives de la région.

Le gisement de base de l'étage exploré est choisi sur la base d'une évaluation comparée géologique et commerciale de tous les gisements découverts au moment de l'établissement du projet compte tenu de l'expérience de mise en valeur d'autres champs de la région.

Lors de la fixation d'un nombre projeté de puits et des volumes d'investigations nécessaires à la mise en exploitation du gisement de base de l'étage exploré ou du champ, on peut faire appel aux résultats de la généralisation de l'expérience d'optimisation des travaux de prospection géologiques dont on a parlé plus haut.

En projetant l'exploration d'un champ, on attache avant tout l'attention à l'aire sur laquelle on prévoit l'implantation des puits d'exploration. C'est en tenant compte de cette circonstance qu'on a dressé les graphiques établissant la liaison entre l'espacement optimal entre les puits et l'aire du gisement. On a montré sur la fig. 94 avec des hachures différentes les gammes des espacements possibles pour des gisements à puissance moyenne de saturation en huile variée. Il s'ensuit de la figure que pour une même aire les gisements peu puissants peuvent être explorés avec des maillages de puits plus lâches que les gisements aux grandes valeurs de puissance. Cette apparente contradiction est levée si l'on se rappelle que les

gisements aux grandes valeurs de puissance possèdent des grandes réserves (actives et récupérables). De là, compte tenu du critère d'optimalité adopté (W) (c.-à-d. du minimum de la somme des frais d'exploration et du risque de pertes d'exploitation), les gisements aux réserves plus importantes doivent être explorés avec une plus

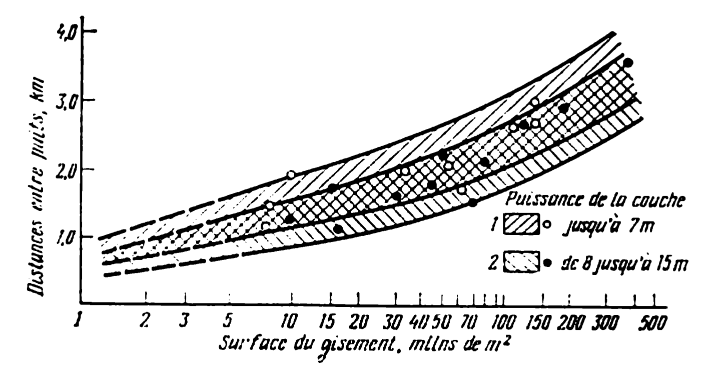


Fig. 94. Espacements optimaux entre les puits d'exploration de gisement de taille variée

1 — épaisseur jusqu'à 7 m; 2 — épaisseur de 8 à 15 m. Les ronds marquent les résultats des expériences d'optimisation de l'exploration de gisements réels

grande précision d'évaluation des réserves; or, cela justifie l'utilisation dans ce cas de maillages plus serrés que pour les gisements aux réserves moins importantes et d'une même aire.

La largeur de la gamme d'espacements possibles est, par expérience, presque la même pour les deux groupes de gisements; elle est fonction de la diversité des conditions géologiques, techniques et économiques d'exploration.

Le graphique de la fig. 94 peut être utilisé pour la détermination approchée de l'espacement entre les puits d'exploration projetés. Il faut, de plus, tenir compte de la complexité de l'architecture du gisement. Pour les gisements d'architecture assez simple les valeurs des espacements projetés doivent être choisies dans la moitié supérieure de la gamme de la puissance moyenne donnée, tandis que pour les gisements plus complexes respectivement dans la partie inférieure de la gamme mentionnée.

Supposons que l'on établit le projet d'exploration d'un champ de plate-forme dont l'aire du gisement de base est estimée à environ 100 millions de m². La couche productive est d'une architecture relativement simple, l'épaisseur moyenne de la couche étant d'environ 10 m. Dans ce cas les valeurs de l'espacement entre les puits projetés doivent être choisies dans la partie supérieure de la gamme d'espacements possibles pour les gisements d'épaisseur moyenne de 8-15 m. Sur la base de ces conditions, on obtient (voir fig. 94) des espacements moyens d'ordre de 2,5 km.

Simultanément à la fixation du volume des travaux d'exploration, on doit résoudre le problème de répartition rationnelle des puits sur le périmètre du champ et celui de l'ordre à suivre dans l'exécution des objectifs de l'exploration : précision de la structure et figuration des gisements, étude des variations et de l'hétérogénéité de l'architecture des couches productives, etc.

Les volumes des travaux d'investigation dans les puits sont fonction de la catégorie des puits, de la variation des propriétés étudiées, du pouvoir séparateur des méthodes géologiques, géophysiques et hydrodynamiques, de la qualité des investigations précédentes et d'autres facteurs. En les fixant, il faut utiliser l'expérience d'étude et de géométrisation de différentes propriétés des gisements de la région considérée, ainsi que les recommandations résultant de la nécessité de satisfaire aux exigences préscrites envers l'authenticité de détermination des paramètres du projet d'exploitation.

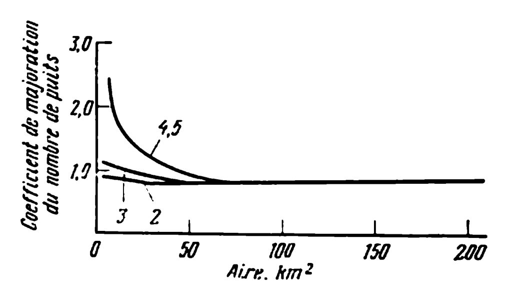


Fig. 95. Degré d'accroissement de la quantité optimale de puits en fonction du nombre de gisements et de l'aire du champ

Le chiffre près de la courbe est le nombre de gisements

Le nombre de puits nécessaire à la préparation de l'exploitation de plusieurs gisements composant un même étage d'exploration est généralement plus grand que pour l'exploration du gisement de base. La raison en est dans la non-coïncidence de périmètres des différents gisements et la nécessite de leur figuration séparée, la présence de chapeaux de gaz dans les uns et leur absence dans les autres, les possibilités limitées d'échantillonnage des couches dans les puits, vu que certains d'entre eux sont mis en exploitation d'essai d'un gisement quelconque, etc.

Aussi le nombre de puits nécessaire à l'exploration de l'étage entier croît-il par rapport au nombre optimal de puits utilisés à l'exploration du gisement de base.

Le degré d'accroissement du nombre de puits peut être évalué en généralisant l'expérience d'exploration des champs de plates-formes à plusieurs couches productives.

La fig. 95 montre comment le nombre de puits d'exploration d'un étage ou d'un champ dans son ensemble augmente quand il y a plusieurs gisements et une aire pétrolifère définie par celle du gisement de base. Il ressort de cette figure que plus l'aire du champ est petite, plus grande est la différence dans le nombre de puits nécessaires à l'exploration du gisement de base et de l'étage tout entier. C'est ainsi qu'une aire du champ de 5 km^2 nécessite pour l'exploration de trois gisements 1,3 fois plus de puits, et pour l'exploration de quatre ou

cinq gisements 2,5 fois plus de puits que pour le gisement de base.

Mais ce rapport varie relativement vite, et au cas d'une aire du champ d'ordre de 70-75 km^2 la différence entre la quantité de gisements ne joue pratiquement aucun rôle, à partir de deux gisements le coefficient de majoration se conservant au niveau de 1,13-1,15.

Cette circonstance s'explique par l'accroissement régulier du rendement de l'exploration avec l'augmentation de la taille des champs. En effet, sur de gros champs l'« utilité » de chaque puits pour l'exploration du gisement de base s'accroît. Quand le nombre de puits nécessaires à l'exploration du gisement de base est grand, on les utilise également pour l'étude des gisements secondaires.

Ainsi, d'après les graphiques de la fig. 95 on est en mesure de déterminer le coefficient de majoration du nombre de puits servant à la préparation à l'exploitation d'un champ à plusieurs couches productives à condition de se servir du même maillage de puits. En multipliant par ce coefficient le nombre de puits nécessaires à l'exploration du gisement de base évalué d'après les graphiques de la fig. 94, on obtient le nombre total de puits utilisables à l'exploration du champ ou de l'un de ces étages.

Avec la préparation des champs à l'exploitation dans la coupe desquels se distinguent plusieurs étages, l'ordre suivi dans leur forage ou le système d'exploration est défini le plus souvent sur la base de l'expérience acquise dans la région d'étude de ces champs. Cependant, en établissant le projet d'exploration de gros champs à plusieurs couches productives, il y a lieu de procéder à une justification technique et économique de l'ordre successif d'exploration des différents étages suivant la méthode exposée plus loin.

Etant donné que les projets d'exploration sont essentiellement établis par analogie, on n'est jamais certains que cette exploration sera réalisée en conformité absolue avec le projet. Aussi la principale prescription de sa réalisation rationnelle est-elle le *contrôle* avec *correction* et, dans un sens plus général, la *gestion* du processus d'investigation d'un champ. On attache actuellement à ce problème une grande importance et, quelquefois, un rôle décisif dans la question de diminution des délais, d'élévation de la qualité et du rendement de l'exploration.

Le contrôle de la qualité des travaux d'exploration doit être effectué à tous les niveaux, depuis les puits isolés jusqu'au dépouillement des matériaux recueillis sur le champ tout entier. En élevant les exigences envers les prises de carottes projetées et les études géophysiques de chantier, envers la qualité de l'échantillonnage au cours des forages et des essais en colonnes, de prélèvement d'échantillons de fond de pétrole et de gaz, ainsi que d'autres travaux, on établit une base sûre à l'amélioration de l'authenticité des paramètres déterminés. Le traitement complexe et l'interprétation de ces matériaux, obtenus dans les puits de reconnaissance et les premiers puits d'exploration, permettront à dégager les principales dépendan-

ces corrélatives entre les paramètres des gisements et leurs propriétés géophysiques pour utiliser ensuite ces dépendances à l'étude ultérieure des lois de variation des paramètres suivant la coupe et l'aire du champ. La solution de ce problème sera beaucoup facilitée par la création de programmes unifiés ou de systèmes automatisés de rassemblement, de stockage et de traitement des données de base primaires sur les puits, gisements et champs, etc.

Non moins important est le contrôle du degré d'exploration du gisement car c'est justement cette caractéristique générale du processus qui autorise sa gestion, permet d'élever le rendement des travaux de prospection détaillée par des retouches aux objectifs d'exploration et aux moyens correspondants.

L'essence de la gestion d'une exploration consiste dans le cas général à évaluer périodiquement les résultats obtenus, de les comparer à ceux exigés et de procéder à des retouches de travaux ultérieurs. Le nombre de ces appréciations peut varier suivant le degré de conformité de la marche effective de l'exploration à celle prévue par analogie ou projetée par calcul. Les corrections apportées à l'exploration peuvent consister en une modification de l'ordre des forages et de la disposition des puits prévus, dans le projet, de leur nombre ainsi que du montant d'investigations attachées aux puits.

Les conclusions sur le degré d'exploration du gisement (du champ) peuvent être obtenues de façons différentes. L'une d'elles consiste à comparer les estimations réalisées par étapes de l'authenticité des paramètres définis et du degré d'exploration des gisements aux exigences établies pour le gisement concerné dans le projet d'exploration. Le problème se simplifie grandement si le processus d'exploration s'aligne sur les exigences quantitatives, par exemple, celles du tableau 17.

Un autre procédé, plus strict, de détermination du degré de connaissance atteint, s'appuie sur l'optimisation de l'exploration en cours d'exécution. Les principes d'optimisation et ses procédés sont exposés au § 1 du présent chapitre. Pour la mise en œuvre de ce procédé, conjointement à l'estimation périodique de la précision des réserves, on procède à la détermination approchée des indices techniques et économiques du système d'exploitation future. Le risque de pertes R exprimé en monnaie est ajouté aux frais d'exploration C et d'après l'adoucissement de la courbe W on conclut à une connaissance suffisante du gisement (fig. 96). Si l'on applique sur le graphique reflétant la marche effective des événements le graphique de la marche prévue par le projet d'exploration, qui peut être dressé en cours de projection ou lors de la première estimation des résultats de l'exploration, alors par comparaison des courbes effective et de projet on peut juger du degré de réalisation d'un projet et de sa qualité. La courbe du pronostic est construite en utilisant la courbe de variation des erreurs de calcul des réserves à mesure que ces dernières sont reconnues. Cette courbe s'obtient sur la base des données des premières estimations de la précision de détermination des

paramètres et est contrôlée par les lois générales de comportement des courbes construites pour des gisements analogues. Comme il s'ensuit de la fig. 96 ce procédé grapho-analytique permet de juger de l'état de connaissance à tout moment de l'exploration et de contrôler son aboutissement d'après le rapprochement des valeurs de projet et effective de la somme des frais et du risque de pertes (valeurs W_p et W_{ef}). Le même dessin permet de voir comment on peut

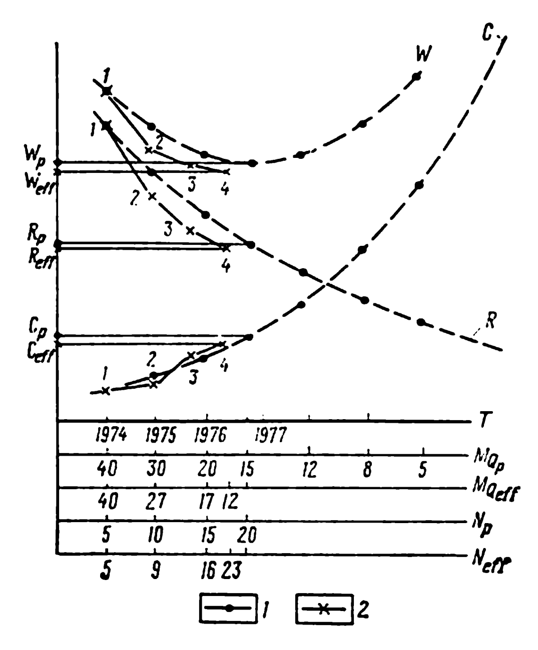


Fig. 96. Schéma formalisé de contrôle et de correction du processus d'étude d'un champ

T — étapes d'analyse; M_{Q_p} et $M_{Q_{eff}}$ — erreurs de projet et effectives sur les réserves à différents moments d'évaluation; N_p et N_{eff} — respectivement les nombres des puits de projet et effectifs correspondant aux moments mentionnés; 1 — graphiques représentant la marche de l'étude du champ dans le projet; 2 — graphiques représentant la marche effective de l'étude du champ

accélérer le processus d'exploration aux dépens des rythmes de forage. En 1976 on a foré 20 puits au lieu de 15. Les frais généraux d'exploration ont dépassé ceux de projection, mais l'abaissement du risque de pertes compense ces dépenses supplémentaires et garantit une exploration optimale pour le milieu de 1976. On peut aboutir à ce résultat, par exemple, aux dépens de l'utilisation des puits moins onéreux du fond d'exploitation.

Le rendement du processus d'exploration englobe plusieurs notions et se définit au moyen d'indices variés. Il est nécessaire de souligner plusieurs moments qui se rapportent directement aux prescriptions fondamentales de la méthode d'exploration et notamment à la con-

jonction de l'exploration et de l'exploitation, fait qui se répercute sur le système d'exploration et sur sa mise en œuvre.

L'exploitation d'essai des puits d'exploration comme élément de mise en valeur d'un gisement est depuis longtemps pratiquée au cours de l'exploration en fournissant les données les plus sûres sur la productivité des gisements et les caractéristiques filtrantes des roches-magasins.

Ces derniers temps il s'est répandu dans la pratique la réalisation simultanée des travaux d'exploration et d'exploitation des champs de pétrole et de gaz effectuée par des procédés différents, en fonction de divers facteurs géologiques, techniques et économiques.

L'utilisation systématique des puits d'exploitation pour la solution partielle ou totale des objectifs de l'exploration des champs pétroliers n'est possible qu'avec la connaissance suffisante des types de champs présumés productifs, de leur taille et de la nature de leur architecture, ainsi que l'existence des conditions d'aménagement du territoire autorisant la production, le stockage et le transport du pétrole.

Il est particulièrement important dans ce cas de se conformer aux exigences de l'étape de reconnaissance de l'étude des champs. C'est notamment de la qualité avec laquelle ont été résolus les objectifs de cette première étape que dépend l'efficacité de la mise au service de l'exploration des puits d'exploitation. Si cette qualité est garantie par le complexe des travaux précédents, alors, sur de petits gisements, par exemple situés dans des régions à industrie pétrolière développée, une fois achevée l'étape de reconnaissance, on peut passer aussitôt à un forage de puits d'exploitation, ce qui est avantageux aussi bien pour l'étude du gisement que pour la mise en valeur de ce dernier.

Il est particulièrement important de se conformer à cette pratique lors du forage sur des roches-magasins hétérogènes et discontinues.

Les paramètres du maillage de puits doivent être établis sur la base de l'expérience acquise dans l'exploitation de gisements analogues et le système d'action doit être mis en œuvre progressivement suivant les particularités de l'architecture géologique révélée par le forage du champ.

Sur un gisement aux réservoirs continus il est préférable de forer des puits multiples (« un faisceau » de puits), facilitant ainsi leur aménagement et l'organisation de la production du pétrole. Les premiers faisceaux de puits sont généralement implantés près des puits de reconnaissance ayant donné des venues commerciales d'huile.

Pour obtenir des paramètres sûrs des gisements, en addition aux données fournies par les puits de reconnaissance, il faut dans certaines sections des puits d'exploitation prélever des carottes et organiser un complexe étendu d'investigations techniques et géophysiques de chantier. Le nombre optimal de ces puits et le volume des travaux

d'investigation qui doivent y être menés se définissent au préalable, avant le forage du gisement, suivant la méthode exposée plus haut, avec des retouches de ce dernier pour atteindre le degré de connaissance exigé pour l'établissement du schéma technologique de l'exploitation.

Avec l'exploration des champs moyens et gros il est nécessaire de combiner le forage des puits d'exploration avec celui des puits de développement dans un rapport fixé par les exigences optimales envers le degré d'exploration et les conditions géologiques et économiques d'exécution des travaux.

Dans la pratique de préparation des champs pétroliers à l'exploitation, il existe deux variantes de forage de puits de développement : le forage de tout le périmètre du gisement suivant un maillage lâche et le forage sur une section de terrain de première importance (aire d'essai d'exploitation commerciale) suivant un maillage correspondant au schéma d'exploitation de la section.

La première méthode est utilisée avec l'exploration des gisements aux formes structurales simples, aux couches productives continues et dans les conditions physico-géographiques permettant, sans travaux préliminaires onéreux, d'embrasser par des puits espacés tout le périmètre du gisement.

Le risque d'obtenir des puits d'exploitation « stériles » est dans ce cas minimal car ces derniers ont pour objectif la figuration des gisements.

L'expérience montre que dans les conditions d'exploration des gisements structuraux de plates-formes les paramètres les plus variables sont l'aire et l'épaisseur moyenne d'imprégnation du réservoir. Les paramètres traduisant les propriétés de réservoir varient moins et sont définis avec un moindre niveau d'erreurs pour un accroissement important du nombre de puits utilisé à leur détermination.

L'erreur de détermination de l'aire d'un gisement est essentiellement fonction de deux caractéristiques : la précision de la carte structurale et l'erreur dans l'abattage de la surface de contact eau-huile. La surface structurale peut être étudiée aussi bien d'après les données fournies par les puits de reconnaissance et d'exploration que par ceux d'exploitation.

L'erreur dans l'appréciation de la position du contact eau-huile peut être quelquefois assez importante aux premiers stades de l'étude du gisement, mais elle diminue rapidement à mesure qu'augmente le nombre de puits délimitant le gisement. Pour cette raison si après l'étape de première reconnaissance on implante d'abord plusieurs puits d'exploration dans le but de délimiter le gisement, le contact eau-huile et la surface structurale se dégageront assez vite de façon suffisamment sûre dans la zone frontière. L'implantation préalable de puits d'exploration périphériques facilitera celle des puits d'exploitation permettant l'investigation et l'exploitation la plus efficace du gisement de pétrole.

Quant aux paramètres caractérisant les propriétés hydrodynamiques et la productivité d'un gisement, ils peuvent être mieux déterminés d'après les données des puits d'exploitation que de ceux d'exploration dont les possibilités temporelles d'échantillonnage sont en général limitées.

Quelquefois, surtout si l'architecture géologique est compliquée (configuration de la surface structurale et contours compliqués, accidents tectoniques, réservoirs discontinus, etc.), ainsi que dans des conditions physico-géographiques compliquées, on choisit sur le périmètre pétrolifère une section de première urgence pour laquelle est établi un schéma d'exploitation avec un programme d'aménagement; on y effectue des travaux préliminaires et l'on y implante les forages du gisement.

L'exploration de tout le champ doit être poursuivie compte tenu des leçons d'investigation de la section de première urgence. Si le gisement correspond aux couches de continuité régionale, on peut sans ambiguïté étendre l'information relative à l'hétérogénéité et les caractéristiques hydrodynamiques de la couche, obtenue sur la partie forée du gisement, aux territoires insuffisamment investigués, en y apportant des retouches compte tenu des régularités dégagées de l'architecture géologique de la couche.

La précision de l'ordre structural et de la position des contours ainsi que des propriétés des réservoirs doit s'effectuer sur tout le périmètre du gisement, en combinant les forages des puits d'exploration et d'exploitation de catégories différentes. Par exemple, pour la figuration des parties du gisement peu étudiées, on peut forer en premier lieu les puits de développement soit d'injection soit piézométriques.

Un effet important peut être obtenu en effectuant le forage de puits de catégories différentes en concours avec des prospections sismiques détaillées (surtout par la méthode du point de fond commun) et des investigations hydrodynamiques.

En somme, comme le montre l'analyse de la variation de la précision des paramètres en cours d'exploration, près de la moitié des puits nécessaires à l'exploration optimale des gisements de pétrole de type structural peuvent être puisés pour le compte des forages d'exploitation. Dans de nombreux pays, la plus grande partie des objectifs d'exploration se réalise par des forages d'exploitation, et ceci malgré le fait que jusqu'à 25 % de ces puits peuvent s'avérer stériles.

§ 3. Systèmes d'exploration des gisements de pétrole et de gaz et systèmes d'implantation des puits d'exploration

Dans les conditions actuelles les objectifs d'exploration peuvent être résolus non seulement au moyen de puits d'exploration mais également à l'aide de puits utilisés pour l'exploitation des gisements;

aussi, en décrivant les systèmes d'exploration, tiendra-t-on compte des puits de diverses catégories.

Le système d'exploration appliqué à un gisement isolé est l'ordre suivant lequel le périmètre est couvert par des puits. Sous cet angle on peut dégager deux systèmes : à maillage de plus en plus resserré et à maillage rampant.

Le *système à maillage de plus en plus resserré* embrasse au début d'exploration toute l'aire présumée du gisement par des puits épars dont le maillage se resserre ensuite. Il est le plus souvent utilisé pour l'exploration des gisements liés aux voûtes (de couches, en amas).

L'espacement entre les puits se détermine en fonction des dimensions supposées des gisements, qui, de leur côté, dépendent des conditions structuro-géologiques, en particulier, de la hauteur et du pendage des flancs.

Le système à maillage se resserrant de plus en plus permet une plus rapide exploration du gisement dans son ensemble, mais comporte le risque d'obtenir des puits stériles, surtout au stade initial d'investigation d'un champ.

Le *système à maillage rampant* consiste à couvrir progressivement tout le périmètre du gisement par des puits à espacement ne subissant pas de resserrement ultérieur. Il est traditionnellement appliqué pour l'exploration des gisements dont la forme et les tailles sont très peu liées aux conditions structurales. Ce sont les gisements de couches en biseau, à barrières stratigraphiques ou lithologiques. Ces derniers temps il est également appliqué pour l'exploration des gisements structuraux par des puits d'exploitation.

L'utilisation du système à maillage rampant permet de réduire au minimum le nombre de puits voisins de la frontière et stériles, mais allonge fortement les délais d'exploration, car dans ce cas chaque puits suivant doit être implanté en fonction des résultats de forage du puits précédent. Avec ce système l'image complète du gisement ne se forme qu'une fois achevée l'exploration.

Il faut distinguer les systèmes à maillage rampant, ceux qui sont dus à des conditions géologiques complexes de mise en place de pétrole et de gaz, et ceux qui s'emploient parfois pour la prospection des gisements relativement simples mais dans les conditions physico-géographiques complexes, par exemple au large des côtes sur une plate-forme continentale. Les différentes causes d'application de tel ou tel système à maillage rampant définissent parfois le choix du système de répartition des puits.

Le système d'exploration à maillage se resserrant de plus en plus offre plus d'avantages, car il permet de procéder à des estimations successives, par étapes, de l'authenticité des paramètres pour tout le gisement, facilitant ainsi la détermination du moment d'achèvement de l'exploration répondant aux exigences optimales, ainsi que de procéder à des retouches en cours d'exécution. L'utilisation du système à maillage rampant abaisse les possibilités de contrôle courant

et ne permet pas d'apporter des corrections en cours d'exécution de l'exploration.

Tout système d'exploration est mis en œuvre en fonction du système de répartition (d'implantation) des puits. Cette notion se définit par les caractéristiques géométriques du maillage des puits, dont les plus importantes sont l'orientation des lignes d'exploration (sections verticales du champ) ainsi que la forme et la taille des éléments de surface (blocs) qu'elles interceptent.

Le système rationnel d'implantation des puits est celui qui, sur le gisement de type donné, permet d'obtenir le plus vite possible tous les paramètres nécessaires de l'authenticité exigée à des frais minimaux.

En caractérisant les systèmes d'implantation des puits, il faut en premier lieu s'attacher à la géométrie et à la régularité de leur répartition sur l'aire du gisement. Les principales variantes des systèmes d'implantation des puits d'exploration sont ceux des implantations en profil et en réseau (maillage). Le choix du système dans chaque cas particulier est défini par le caractère de l'architecture des gisements et de la variation de leurs propriétés.

Il faut distinguer l'optimisation des systèmes d'implantation des puits projeté et réalisé.

L'optimisation du maillage d'exploration projeté est mise en œuvre sur la base des données présentes et celles qui découlent des conceptions existant au moment du projet sur la variation observée des propriétés, des paramètres et des réserves des objets à explorer, c'est-à-dire sur la base du modèle plus ou moins authentique du champ. En guise de paramètres directeurs on choisit à cette fin les caractéristiques essentielles et en même temps les plus variables des gisements. Ainsi, si à l'étape de reconnaissance les dimensions d'un gisement ne sont pas établies, l'importance primordiale pour l'implantation optimale des puits d'exploration acquiert la variance possible du contour du gisement sur la précision duquel doivent se concentrer les premiers efforts. On conçoit ainsi pourquoi dans la plupart des cas le système d'exploration à maillage se resserrant de plus en plus est préférable.

Au cas où la taille d'un gisement est établie de façon approchée, en guise de critère d'optimisation du maillage d'exploration, on peut utiliser les réserves spécifiques, tandis que s'il est difficile de les apprécier (par exemple, vu l'insuffisance de données sur la capacité des réservoirs et l'imprégnation en huile suivant les coupes de sondage) le critère devient l'épaisseur d'imprégnation effective étroitement liée aux réserves spécifiques.

L'optimisation du système d'implantation des puits pratiqué en cours d'exploration est effectuée sur la base des paramètres du projet, mais cette fois compte tenu de la confirmation ou de la variation du modèle du champ. Ces dernières années on a proposé d'utiliser en qualité de critère d'optimisation de l'implantation des puits d'exploration non pas les paramètres mêmes mais les erreurs possi-

bles de leur détermination pour une partie du gisement ou le gisement tout entier. On a établi les algorithmes et les programmes d'élaboration automatique de cartes des réserves spécifiques et de calcul des corps d'erreurs sur la base desquels est corrigée la position des puits du projet. Les sections du terrain considérées comme primordiales sont celles où l'implantation des puits assure l'abaissement maximal de l'erreur de calcul des réserves. Cette orientation perspective des travaux ouvre des possibilités complémentaires au contrôle du processus d'exploration géologique.

On fournit plus bas les caractéristiques des systèmes d'implantation des puits s'avérant optimaux par rapport aux propriétés les plus générales des gisements (à la morphologie du piège et au type de variation des couches-réservoirs).

Le *système d'implantation des puits en profil* est utilisé lors de la prospection détaillée des gisements et des champs de formes allongées (liés aux anticlinales et quelquefois aux zones de discordance stratigraphique, de biseau lithologique, à barrière tectonique, etc.) ou de formes isométriques mais aux propriétés des roches-réservoirs fort différencées en diverses directions. Dans ces cas l'exploration est exécutée par des profils orientés à travers l'allongement du grand axe du champ ou suivant la direction des plus grandes variations des propriétés. Le système d'exploration par des profils de ces champs permet d'espacer plus fortement les profils (c'est-à-dire suivant l'allongement du grand axe ou suivant la direction de moindre variation) que les puits des profils (à travers l'allongement ou suivant la direction de plus grande variation, fig. 97).

Avec le système d'exploration à maillage se resserrant de plus en plus on établit d'abord, compte tenu de la position des puits de reconnaissance, les rares profils aux espacements maximums entre les puits sur les profils. En cas de besoin, le maillage est resserré soit par implantation des puits sur les profils existants, soit en établissant de nouveaux profils.

Avec le système à maillage rampant, les profils de densité exigée par les conditions d'exploration du gisement concerné sont établis successivement suivant la direction d'investigation du champ.

L'*implantation des puits suivant des maillages* est opportune quand on explore des gisements de forme isométrique et à allure de variation arbitraire ou non reconnue.

Dans ces conditions les systèmes à maillage, qui sont efficaces pour la figuration des gisements et la précision de l'ordre structural, offrent des meilleures possibilités au dégagement des lois de variation des propriétés des couches productives.

Les systèmes d'implantation des puits en maillage sont quelquefois développés à partir du système initial d'implantation par profil, quand il s'avère en cours d'exploration que la nature de la variation des indices est la même suivant toutes les directions. On voit sur la fig. 98 comment le système d'exploration d'un gisement isométrique initialement par des profils qui se resserre conduit dans certains

cas à un maillage triangulaire (fig. 98, *a*, *c*) et dans d'autres à un maillage rectangulaire (fig. 98, *b*, *d*) de puits. Un cas particulier du maillage rectangulaire est le maillage orthogonal.

L'implantation des puits sur un maillage, en particulier sur un maillage triangulaire, est le plus rationnel en cas du système d'explo-

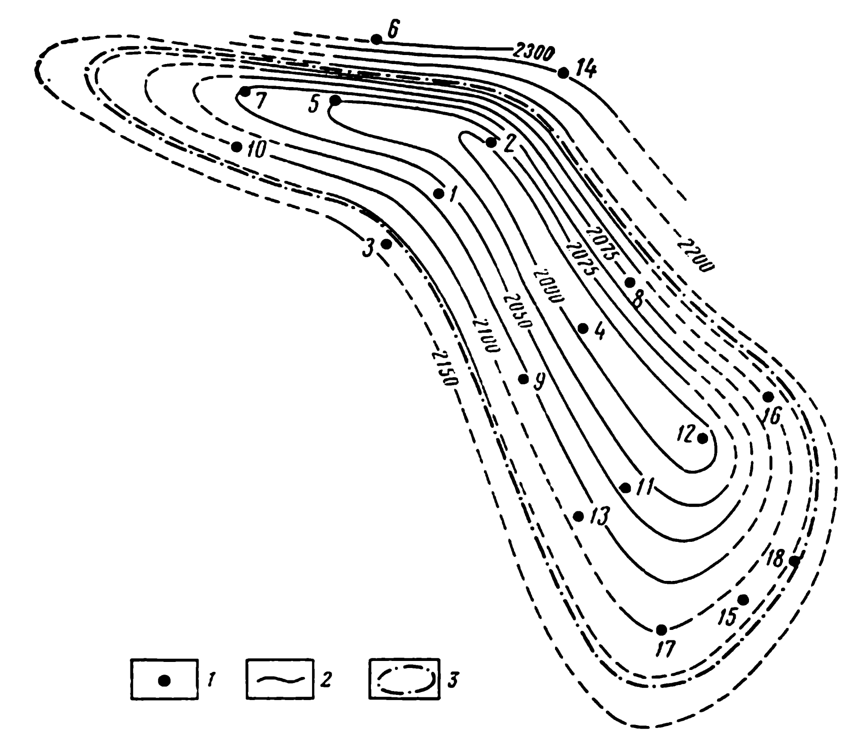


Fig. 97. Système d'implantation des puits en profil
1 — puits; 2 — isohypses de la voûte de la couche; 3 — contour du gisement

ration de gisements rampant de type non structural à configuration fortement variable.

Dans la pratique, pour l'exploration des gisements sur des structures à pentes douces, on utilise quelquefois le *système annulaire* avec implantation successive de nouveaux anneaux de puits suivant le pendage des couches. Le principe d'implantation des puits suivant ce système peut être utilisé pour l'étude de la bande du gisement pétrolier sur laquelle on projette d'implanter des séries annulaires de puits, et en combinaison avec des éléments du système triangulaire, à l'investigation d'étroits anneaux à l'huile.

Les systèmes d'implantation des puits employés pour l'exploration sont les mêmes qu'on emploie pour la reconnaissance mais peuvent également différer suivant les conditions géologiques. Les systèmes coïncident par exemple avec l'étude des gisements en cou-

ches correspondant à des structures très allongées. Dans ces cas les puits de reconnaissance aussi bien que ceux d'exploration sont implantés sur les profils, collaborant mutuellement à une meilleure connaissance du gisement. La situation est inverse avec l'étude des gisements à bras multiples piégés par des barrières lithologiques ou des gisements associés à des masses récifales. Pour la découverte de ces

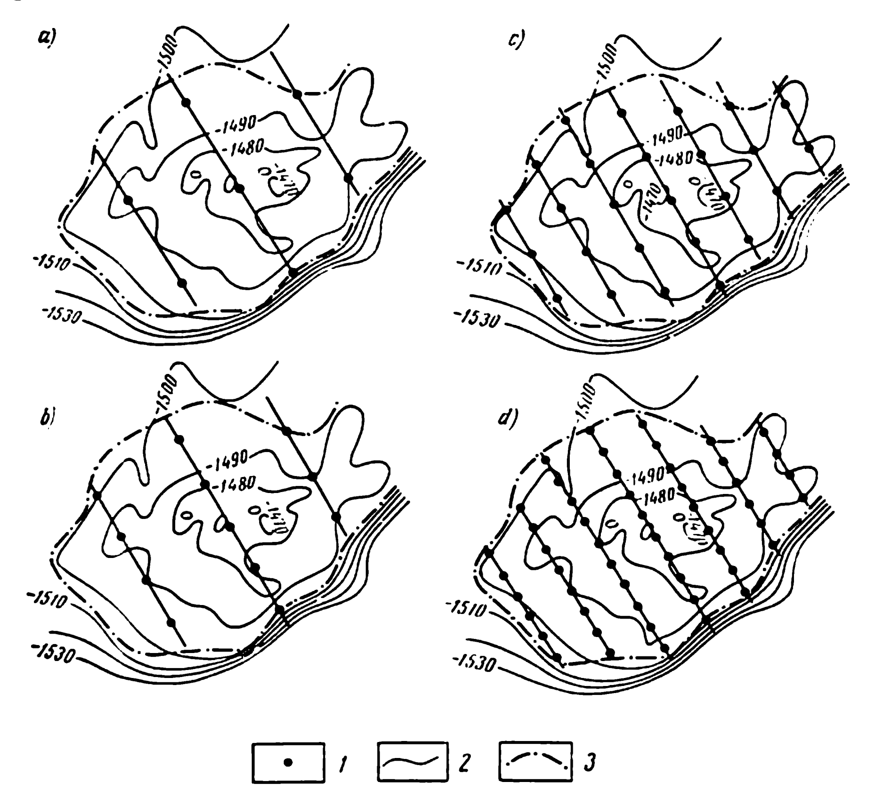


Fig. 98. Systèmes d'implantation des puits en réseau
1 — puits; 2 — isohypses de la voûte de la couche; 3 — contour du gisement

derniers, les puits de reconnaissance sont forés à travers les zones d'allongement des réservoirs, tandis que l'exploration est menée principalement par des puits se disposant en maillage: triangulaire (exploration « en coin »), orthogonal ou d'autres formes. Sous ce rapport un exemple classique nous est offert par l'exploration du gisement à bras multiples du champ pétrolier de Chirvansk (fig. 99) qui illustre le système rampant avec implantation des puits en coin ou suivant un maillage triangulaire.

Tous systèmes d'implantation des puits se caractérisent par des *régularités* variées, autrement dit par des espacements réguliers en-

tre les puits sur des sections différentes des gisements. Les systèmes réguliers sont pratiquement utilisés pour l'exploration des gisements ne manifestant pas d'importantes variations de l'épaisseur ainsi que d'autres propriétés du réservoir. C'est le cas des gisements de couches à barrières différentes (de structures anticlinales, lithologiquement et stratigraphiquement fermés), de même que les gisements des récifs avec des brusques passages à la périphérie à des faciès ne conte-

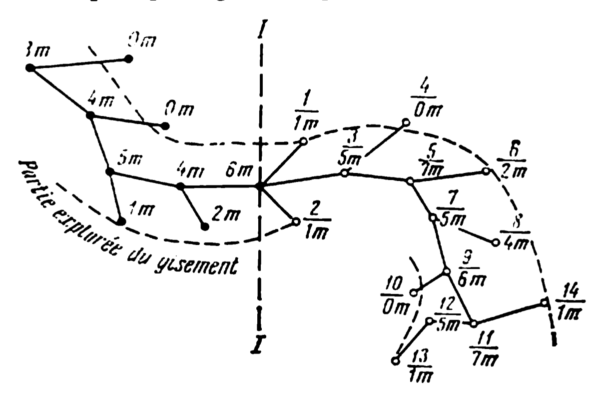


Fig. 99. Distribution des puits avec l'exploration d'un gisement à bras multiples. Les numéros des puits indiquent l'ordre de forage. On a indiqué l'épaisseur des sables en m, dégagé par les sondages

nant pas de roches-magasins. Dans ces cas les systèmes d'implantation des puits (en profil ou en maillage suivant la forme du gisement) présentent des espacements identiques entre les puits.

Au cas où le gisement manifeste des régularités évidentes dans les variations de l'épaisseur, on applique les systèmes à implantation irrégulière des puits. C'est ainsi qu'en explorant les gisements de couches à vastes zones eau-huile on implante sur ces zones les puits avec un maillage plus lâche que sur les sections plus imprégnées d'huile. En outre, on tient compte que sur les marges du gisement la part des réserves est infime par rapport à la zone centrale. Ces considérations se justifient si la structure est cartée avec précision sur la base des données sismiques et du forage structural. Dans le cas contraire, quand l'ordre structural est susceptible de varier brusquement, le forage par un maillage large (ou suivant des profils) de puits dans les parties périphériques du gisement ne permettra pas de tracer de façon sûre les contours extérieur et intérieur et entraînera des grandes erreurs dans la détermination de l'aire et du volume du gisement.

Un autre exemple d'implantation irrégulière des puits nous est fourni par la méthode d'exploration des gisements de pétrole et de gaz en amas. Son essence se dégage de la fig. 100 et consiste dans l'implantation des puits de manière que chacun d'eux puisse éclairer un même volume du gisement. Les puits dans ce cas peuvent se disposer aussi bien suivant des profiles qu'en un maillage. Cette méthode

garantit l'implantation de la plupart des puits sur la voûte du gisement, où peut être concentré de 70 à 80 % des réserves, toutefois, son application a des limites déjà mentionnées précédemment : il faut que la structure soit cartée de façon sûre.

L'irrégularité du maillage s'accroît fortement avec l'aménagement de sections réservées spécialement à l'exploitation commerciale d'essai. Dans ces cas les géologues prospecteurs doivent dépouiller minutieusement sur ces sections de terrain les données des forages

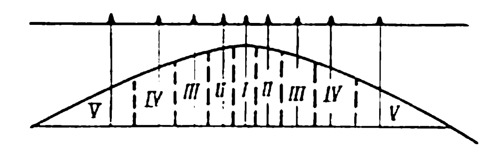


Fig. 100. Distribution des puits avec l'exploration des gisements en amas : *I-V* — blocs constituants du gisement

d'exploitation et d'injection et extrapoler les régularités dégagées de l'architecture du gisement aux sections peu reconnues afin de réduire le volume des prospections par forage.

§ 4. Particularités d'exploration des gisements à gaz, à condensat et à gaz et huile

Les accumulations commerciales du gaz naturel se présentent sous forme de gisements à gaz, à condensat et à gaz et huile. La majeure partie des ressources du gaz naturel est renfermée dans les gisements à gaz libre et dans les gisements à condensat qui atteignent des dimensions énormes. Mais en même temps dans nombre de régions, zones et complexes on rencontre des gisements pétrolifères et gazéifères où le rapport quantitatif entre l'huile et le gaz peu varier fortement. Dans ces gisements la partie pétrolière (anneau à l'huile) peut avoir une importance commerciale autonome. Aussi le dégagement de l'existence ou de l'absence d'un anneau à l'huile et l'estimation de sa valeur commerciale sont-ils des objectifs importants de l'exploration du périmètre sur lequel les premiers puits ont donné des échappements de gaz ou de condensat.

Outre les formes mentionnées de gisements de gaz naturel à l'état libre, on rencontre des gisements de gaz à l'état solide. La possibilité d'une large extension de ces gisements a été établie en 1970 par les savants soviétiques (A. A. Trofimouk, F. A. Trébine et autres) sur l'exemple du champ de Messo-Yakha, sur le territoire de Krasnoïarsk Dans ces gisements le gaz naturel forme avec de l'eau des composés physico-chimiques solides (hydrates). Un cubomètre d'eau est capable de lier jusqu'à 220 m³ de méthane. Ces gisements se forment dans des conditions thermodynamiques particulières : sous pression

de 10 à 250 kgf/cm^2 et des températures allant de zéro à 25 °C. Ces conditions existent dans le sous-sol de quelques régions du pergélisol.

Autrefois les méthodes de prospection des gisements de gaz ne différaient pratiquement pas de celles de prospection des gisements de pétrole. Le gisement de gaz était reconnu avec un degré de détails identique à celui de pétrole, en utilisant le même maillage de puits d'exploration et périphériques. Mais par la suite il est apparu possible d'utiliser des méthodes et procédés particuliers d'exploration des gisements de gaz, réduisant fortement les délais, les travaux et les frais d'estimation des réserves et de préparation de ces gisements à l'exploitation. Les méthodes de prospection rationnelle des champs de gaz, mises au point par les savants soviétiques A. L. Kozlov, V. P. Savtchenko et autres, tiennent compte des propriétés physiques du gaz et des particularités des champs de gaz.

Par ses propriétés physiques le gaz diffère du pétrole et de l'eau; il a une plus faible densité, une viscosité inférieure et une grande élasticité. La faible viscosité et la grande élasticité par rapport à l'huile et à l'eau déterminent la grande mobilité du gaz au sein des couches poreuses, sa faculté de déplacement (filtration) des parties éloignées du gisement vers le puits avec des pertes relativement faibles de pression.

Cette circonstance permet d'exploiter le gisement de gaz par un nombre beaucoup plus faible de puits qu'un gisement de pétrole de même aire. De plus, l'exploitation peut s'effectuer à travers les puits implantés sur la voûte de la structure. Pour l'exploitation de petits et moyens gisements de gaz, on peut se limiter au nombre de puits de reconnaissance et d'exploration ayant servi à la découverte du gaz. De petits gisements peuvent être exploités au moyen d'un seul puits.

Ces particularités du gaz et de la mise en valeur des gisements de gaz sont également très importantes pour la prospection, en définissant les principales orientations de sa rationalisation. Les grandes prescriptions d'une prospection rationnelle des champs de gaz sont:

a) En explorant un gisement de gaz, il n'est pas nécessaire d'investiguer tout son aire et, particulièrement, la partie périphérique, car l'injection d'eau périphérique n'est pas pratiquée, tandis que l'exploitation du gisement peut être réalisée par les puits de voûte.

b) Le nombre de puits de reconnaissance et d'exploration ayant donné du gaz ne doit pas dépasser celui de puits nécessaires à l'exploitation.

c) Les installations de forages d'exploration du gaz sont projetées et mises en œuvre compte tenu de leur transfert ultérieur à l'exploitation. Elles diffèrent de celles utilisées pour le pétrole par un plus grand degré d'étanchéité du tubage. En cas d'inobservation des prescriptions correspondantes, on ne peut les utiliser pour l'exploitation.

La dérogation aux prescriptions mentionnées ci-dessus conduit à des prospections supplémentaires du gisement ou du champ, à des frais superflus et des volumes de forage excessifs. Il s'ensuit d'abord

des dépenses injustifiées pour la prospection sur l'aire des réserves de gaz, et, ensuite, un allongement des délais de découverte de nou veaux champs dans la région considérée.

d) La grande différence entre les densités du gaz et de l'eau, du gaz et de l'huile permet de façon sûre et sans grands frais de déterminer par calcul la hauteur des contacts gaz-eau et gaz-huile. Il faut pour cela mesurer avec précision la pression de couche au sein du gisement et au-delà de ses contours, et déterminer avec précision la densité du gaz, de l'eau et de l'huile dans les conditions du gisement.

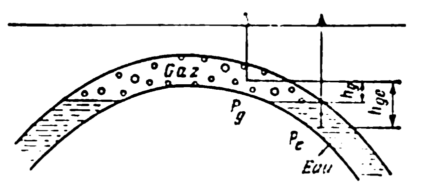


Fig. 101. Schéma montrant comment on détermine le contact gaz-eau

Pour le calcul de la hauteur du contact gaz-eau, il faut avoir deux puits dont l'un atteint le gisement de gaz et l'autre l'eau (fig. 101). Les résultats des mesures des pressions de couche et de la densité sont placés dans la formule (V. P. Savtchenko)

$$h_g = \frac{\rho_e h_{ge} - 10(p_e - p_g)}{\rho_e - \rho_g}, \qquad \text{(XVII.3)}$$

où h_g est l'excès de cote du point de mesure de la pression de couche du gaz dans le puits de gaz au-dessus de la cote du contact gaz-eau en m;

h_{ge} — la différence entre la hauteur des points de mesure de la pression de couche p_g et de l'eau p_e en m;

p_e, p_g — pression de couche respectivement de l'eau et du gaz au point de mesures en kgf/cm²;

ρ_e et ρ_g — densités dans les conditions du gisement respectivement de l'eau et du gaz en g/cm³.

Pour le calcul approché de la hauteur du contact gaz-eau du gisement nouvellement découvert, on peut se servir de données régionales caractérisant la charge d'eau dans le système de couches donné.

e) La prospection et la mise en exploitation des champs de gaz, situés près du consommateur ou des gazoducs, peuvent être accélérées, par une exploitation commerciale d'essai. L'exploitation commerciale d'essai est mise en œuvre suivant des projets d'exploitation temporaires et prévoit la production du gaz par des puits de reconnaissance et d'exploration productifs ainsi que le forage de puits de développement chargés principalement de la prospection complémentaire des gisements découverts.

Dans le cas général, l'exploration des champs dans les anciennes régions ou au voisinage des gazoducs, dont la mise en exploitation est accélérée, est conduite en deux étapes.

Dans la première étape l'exploration n'est menée que par des puits de reconnaissance et d'exploration dans le but de dégager les

principaux horizons gazéifères dans la coupe du champ, d'étudier l'architecture et la caractéristique de productivité de ces horizons et d'effectuer un calcul expéditif des réserves des catégories C_1 et C_2. Sur cette base on dresse le projet d'exploitation commerciale d'essai du champ. En préparant ce projet, les déficiences des caractéristiques initiales sont compensées ou corrigées par le recourt aux données géologiques et géologo-techniques régionales. Sur la base de cette information on pronostique le type et la nature des champs et gisements reconnus, les pressions de couches sur le contact gaz-eau, les régimes d'exploitation de nouveaux gisements, etc.

Dans la seconde étape, au cours de l'établissement du projet et des premiers aménagements, l'exploration se limite à l'achèvement des sondages d'exploration implantés auparavant. L'exploration complémentaire des gisements découverts s'effectue principalement par des puits de développement servant à l'exploitation commerciale d'essai ainsi qu'à l'exploration. En définitif, cette dernière étape d'exploration doit permettre d'établir, sur la base des données recueillies, le projet d'exploitation et de calculer les réserves. Sur un champ d'architecture simple, on doit pouvoir reconnaître au moins 20 % de réserves de la catégorie B, et, si l'architecture se complique, les réserves reconnues sont de la catégorie C_1.

Ainsi l'exploitation commerciale d'essai, utilisée comme méthode d'exploration, permet de réduire le volume des forages d'exploration, les délais des recherches et d'obtenir des caractéristiques sûres des gisements de gaz nécessaires à l'établissement des projets d'exploitation. Mais en même temps cette méthode d'exploration est le mode d'exploitation permettant d'utiliser le gaz des gisements nouvellement découverts à l'échelle industrielle dans des délais les plus brefs après la découverte du champ, ce qui est d'une grande importance pour l'économie nationale.

La méthode d'exploration accélérée et de mise en exploitation des champs de gaz sur la base d'une exploitation commerciale d'essai fut largement utilisée en Ukraine orientale, au Caucase du Nord et en Asie Centrale.

En Ukraine, pratiquement tous les nouveaux champs passent par l'étape d'une exploitation commerciale d'essai permettant ainsi de réduire le temps séparant la découverte d'un champ de sa mise en exploitation jusqu'à 2 ans et d'assurer le niveau de production prévu par le projet au bout de 3 ans seulement. Bref, durant les 7 dernières années, grâce à l'exploitation commerciale d'essai, il a été produit plus de 70 milliards de m^3. L'effet économique annuel de la production avant terme de nouveaux champs s'est monté à des dizaines de millions de roubles.

Ainsi, la prospection rationnelle des champs de gaz consiste à faire coïncider l'étape d'exploration avec celle de mise en valeur en recourant à une exploitation commerciale d'essai pour l'exploration, l'estimation des réserves et la détermination des paramètres nécessaires à l'établissement des projets d'exploitation.

f) L'exploration des champs de gaz dans de nouvelles régions éloignées du consommateur et des gazoducs peut de même être accélérée et réduite à un volume minimal. On y parvient en abaissant le degré d'investigations détaillées par l'exigence de classer les réserves de gaz suivant les catégories C_1 (jusqu'à 80 %) et B (pas moins de 20 %). Ces exigences concernent en premier lieu les champs vastes et uniques pour lesquels sont projetés et mis en construction de nouveaux gazoducs. L'exploration des champs moyens et petits peut se borner à la catégorie C_1. C'est ainsi qu'ont été explorés, dans des délais très brefs, les plus vastes champs de gaz de l'U.R.S.S. et du monde qui se trouvent au Nord de la région de Tyoumen (Ourenguoïskoé, Medvéjié, Zapoliarnoé, et autres). Les réserves de gaz du champ Ourenguoïskoé ont d'abord été fixées d'après 11 forages au total à 2,6 trillions de m^3 dont pour les catégories C_1-B à 1,7 trillion de m^3 et la catégorie C_2 à 900 milliards de m^3. Les réserves de gaz du champ Zapoliarnoé ont été fixées d'après 14 forages au total à 1,5 trillion de m^3 dont pour la catégorie C_1 à 910 milliards de m^3 et B à 590 milliards de m^3. Avec l'ancien schéma de prospection il aurait fallu forer plus de 100 puits. Le volume des travaux de forage ainsi disponible a pu ainsi être efficacement utilisé à la découverte et l'exploration d'un grand nombre d'autres champs de gaz de la région.

g) L'estimation des réserves d'un champ de gaz peut être réalisée au cours de son exploitation commerciale d'essai ou au stade de la production sur la base de la variation de pression (méthode de balance de matière). Cette méthode se fonde sur l'hypothèse de la constance de gaz extrait par unité de chute de pression.

C'est qu'en cours de soutirage du gaz du gisement l'eau voisine de la périphérie, à des rares exceptions près, n'arrive pas à rétablir la pression de couche initiale dans le gisement, surtout au début de l'exploitation. En ce moment le mouvement de l'eau est habituellement très faible. Aussi, en confrontant l'abaissement de la pression de couche dans le gisement avec le volume de gaz soutiré, peut-on avec une précision suffisante évaluer ses réserves initiales dans le gisement d'après les matériaux même d'une exploitation d'essai relativement brève. L'utilisation de la méthode de balance de matière pour le calcul des réserves s'avère toujours rationnelle au cas de petits champs à une couche productive et surtout pour les gisements d'architecture complexe à réservoir dont les capacités se prêtent difficilement à l'estimation par la méthode volumétrique.

Mais en même temps il faut prévoir que l'application de la méthode de balance de matière est pratiquement exclue au cas de champs à water drive actif, ainsi que quand la surface du plan d'eau (gisement à bottom water drive) a un petit étage gazéifère par rapport à l'épaisseur totale de la couche.

Telles sont les principales prescriptions d'une prospection rationnelle des champs de gaz. En s'y conformant, on assure une préparation à rythme accéléré des champs à l'exploitation avec frais et tra-

vaux minimaux, et, ce qui est très important, un resserrement des délais de production du gaz par les nouveaux champs.

Après un premier afflux de gaz industriel sur le périmètre, des questions se posent aussitôt : est-ce que le gisement découvert possède un anneau à l'huile et quelle est son importance commerciale. En conformité avec la classification des réserves de pétrole et gaz combustibles, la mise en exploitation des gisements de gaz, y compris l'exploitation commerciale d'essai, n'est autorisée qu'en l'absence prouvée d'anneau à l'huile d'importance commerciale. La recherche de l'anneau à l'huile sous un gisement de gaz peut compliquer sérieusement l'exploration de ce dernier. Aussi faut-il attacher une attention particulière aux prévisions de l'existence d'un tel anneau.

Il est aussi possible de dégager la présence d'un anneau à l'huile dans le gisement considéré sur la base de la connaissance des lois de répartition des gisements de pétrole et de gaz dans la région concernée et dans l'assise productive. Il y a des régions et des séries renfermant exclusivement des gisements à gaz ou à condensat. C'est, par exemple, le cas de l'horizon hadoumskien de l'Avant-Caucase central, du Crétacé inférieur de la région Eysk-Bérésansk du Nord-Ouest de l'Avant-Caucase ou du Mésozoïque de la région de Bérésovo en Sibérie occidentale qui renferment des gisements de gaz sans anneau à l'huile. Par contre, dans d'autres régions on connaît de nombreux gisements de gaz avec anneau à l'huile, par exemple le Carbonifère inférieur de la région de Saratov. Les indices d'anneau à l'huile sur le périmètre d'un gisement sont souvent la présence dans le gaz de concentrations élevées d'hydrocarbures lourds, un certain rapport d'isomères et d'hydrocarbures normaux (butanes, pentanes). Les anneaux sous-jacents entièrement au gisement (non complètement en couche ou en amas) peuvent être mis en évidence par le premier puits descendu jusqu'au gisement. L'anneau à l'huile d'un gisement à une couche peut également être décelé par les premiers forages de reconnaissance, si on fore sur l'aire un profil de ces puits.

Si les premiers forages de reconnaissance n'ont pas trouvé d'anneaux à l'huile, tout en n'excluant pas de leur existence, il faut poursuivre les forages de recherche. Le puits d'exploration recherchant l'anneau à l'huile doit être implanté sur le flanc en pente douce d'un pli, où l'anneau éventuel doit avoir la plus grande largeur. Pour déterminer l'endroit d'implantation du puits, il faut calculer par la formule (XVII.3) la position hypsométrique probable du contact gaz-eau. Si l'anneau à l'huile existe, il doit se trouver dans la zone du contact gaz-eau évaluée. Après la découverte de la partie de la couche imprégnée d'huile, il faut définir avec précision la pression du gisement et la densité d'huile pour pouvoir calculer la hauteur des contacts gaz-huile et eau-huile.

Si l'un des puits a atteint le gaz et l'autre l'huile ou si un puits a découvert l'huile et l'autre l'aquifère, alors, en mesurant la pression de gisement dans le premier cas du gaz p_g et de l'huile p_h et dans le second de l'huile p_h et de l'eau p_e, on obtient la hauteur du contact

gaz-huile par la formule (V. P. Savtchenko)

$$h_g = \frac{\rho_h h_{gh} - 10(p_h - p_g)}{\rho_h - \rho_g}, \qquad \text{(XVII.4)}$$

et la hauteur du contact eau-huile par la formule

$$h_h = \frac{\rho_e h_{he} - 10(p_e - p_h)}{\rho_e - \rho_h}, \qquad \text{(XVII.5)}$$

où p_e, p_h, p_g sont les pressions de gisement respectivement de l'eau, de l'huile et du gaz en kgf/cm^2;

ρ_e, ρ_h, ρ_g — les densités des conditions de gisement respectivement de l'eau, de l'huile et du gaz en g/cm^3;

h_g — l'excès de la cote du point de mesure de la pression de gisement dans le puits de gaz au-dessus de la cote du contact gaz-huile en m;

h_{gh} — la différence entre les hauteurs du point de mesure de la pression de gisement du gaz et de l'huile en m;

h_h — l'excès du point de mesure de la pression de gisement de l'huile dans le puits d'huile au-dessus du contact eau-huile en m;

h_{he} — la différence entre les hauteurs du point de mesure de la pression de gisement de l'huile et de l'eau en m.

D'après les matériaux fournis par les premiers puits ayant découvert l'anneau à l'huile il doit être fait une estimation approchée de son importance commerciale éventuelle et justifiée la raison de son exploration ultérieure. Cette estimation est faite sur la base de la détermination des dimensions approchées de l'anneau (largeur, hauteur, volume) et des débits de service tolérables.

En principe les gisements de pétrole et de gaz peuvent être divisés en trois groupes:

1) les gisements de pétrole et de gaz où le rapport entre les réserves de gaz et de pétrole et la caractéristique d'exploitation de la partie pétrolière sont tels que l'exploitation du gisement débute par le soutirage du pétrole. Il faut les appeler gisements pétroliers à gas-cap;

2) les gisements de gaz et de pétrole où le rapport des réserves de gaz et de pétrole est tel qu'il est rationnel d'exploiter les deux parties du gisement conjointement. Il faut les appeler gisements de gaz à anneau à l'huile d'importance commerciale subordonnée.

3) les gisements de gaz et de pétrole dont la partie pétrolière n'a pas d'importance commerciale. Ce sont des gisements de gaz à anneau à l'huile sans importance commerciale. Il faut y distinguer les cas où l'anneau à l'huile dégagé permet une production rentable du pétrole, et les cas où cette production n'est pas rentable.

Si les positions des contacts gaz-huile et eau-huile sont connues, les dimensions de l'anneau à l'huile du gisement en couche dégagé

par le forage se déterminent par le calcul. On a montré sur la fig. 102 que dans l'anneau à l'huile d'un gisement à une couche il est possible de distinguer trois zones: celle sous-jacente au gaz (I), la zone entièrement en couche (II) et la zone à botton water-drive (III). La largeur Δb de la zone sous-jacente au gaz (I) ou de celle à botton water-drive (III) vaut

$$\Delta b = \frac{h}{\operatorname{tg} \alpha}, \qquad \text{(XVII.6)}$$

où h est l'épaisseur apparente de la couche;
α — l'angle de pente de la couche.

La largeur b du corps entier de l'anneau à l'huile vaut

$$b = \frac{\Delta h}{\operatorname{tg} \alpha}, \qquad \text{(XVII.7)}$$

où Δh est l'excès de l'étage pétrolifère sur l'épaisseur apparente de la couche h.

La largeur totale de l'anneau à l'huile I + II + III b' est

$$b' = b + 2\Delta b = \frac{\Delta h + 2h}{\operatorname{tg} \alpha}. \qquad \text{(XVII.8)}$$

L'utilisation de ces formules permet également d'apprécier la dimension de l'anneau à l'huile, ainsi que les possibilités de l'atteindre par des puits. Pour l'organisation de l'exploitation la plus efficace de l'anneau à l'huile, autrement dit pour la plus complète récupération du pétrole par un minimum de puits, il est très important de déterminer la position de la partie de l'anneau entièrement compris dans la couche II. Les puits drainant cette partie de l'anneau soutirent la plus grande partie des réserves du pétrole et fonctionnent plus longtemps. Le fonctionnement des puits ayant atteint la partie sous-jacente au gaz ou à bottom water drive est limité par un percement inévitable du gaz ou de l'eau.

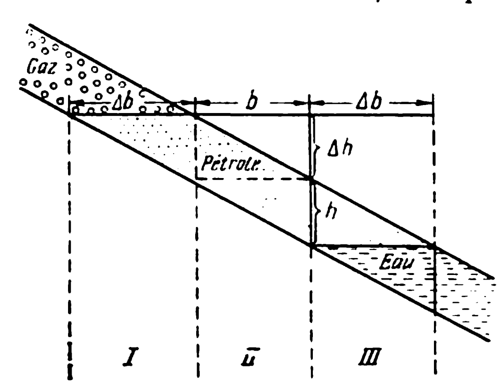


Fig. 102. Coupe schématique transversale d'un anneau à l'huile

Zones: *I* — sous-jacente au gaz; *II* — entièrement en couche; *III* — à botton water drive

Pour dégager l'anneau à l'huile du premier type il n'est pas nécessaire de procéder à une exploration spéciale de la partie gazeuse du gisement, car son investigation sera réalisée par des puits d'explo-

ration et d'exploitation forés sur la partie pétrolière ou des horizons plus profonds.

Avec le dégagement d'anneaux à l'huile d'importance commerciale subordonnée (second type des gisements de gaz et de pétrole), il est nécessaire de procéder à l'exploration des anneaux à gaz et à l'huile en précisant les paramètres insuffisamment justifiés ainsi que les facteurs d'exploitation des parties gazière et pétrolière du gisement. Le détail de l'exploration de l'anneau est fonction dans ce cas de la quantité d'huile pouvant être soutirée simultanément à l'exploitation du chapeau de gaz.

L'exploration des anneaux à l'huile du premier et du second types peut se réaliser le plus efficacement si l'on implante préalablement sur l'anneau le profil s'appuyant sur deux ou trois puits à espacement réduit. Souvent dans la nature les séparations gaz-huile et eau-huile sont non pas horizontales mais obliques. Cette possibilité doit être prise en compte et vérifiée par implantation de puits sur les différents flancs de la structure.

Une fois établie l'importance non commerciale de l'anneau à l'huile, il faut entreprendre l'exploration et la préparation à l'exploitation du gisement de gaz en accord avec les principes d'une prospection rationnelle des gisements de gaz.

§ 5. Particularités d'exploration des champs à plusieurs couches productives

Les champs à plusieurs couches productives, à la différence de ceux à une couche productive, se caractérisent en général par une plus grande concentration de réserves sur une même aire.

Les champs dont tous les gisements ont une valeur commerciale égale sont plutôt des phénomènes exceptionnels. Dans la majeure partie des champs à plusieurs couches productives on rencontre conjointement des gisements riches et productifs et des gisements moins riches et moins productifs. Il faut donc tenir compte de ces particularités des champs à plusieurs couches productives quand on procède au choix du système de prospection et, notamment, des étages d'exploration, c'est-à-dire du groupe d'étages explorés par un même maillage de puits.

Le système de disposition des puits au cours d'exploration des champs à plusieurs couches productives est établi en fonction du type des gisements principaux et de leur combinaison dans la coupe et en plan. Quelquefois on prévoit pour chaque étage des systèmes différents de disposition des puits. Dans ces cas le schéma général de disposition des puits sur la surface du champ sera de nature assez complexe.

La méthode d'exploration des champs à plusieurs couches produc-

tives doit nécessairement tenir compte des particularités de groupement dans la coupe des gisements et des assises qui les séparent. A cet égard il est opportun de diviser les champs en trois groupes.

Pour les champs du premier groupe, on observe suivant la coupe

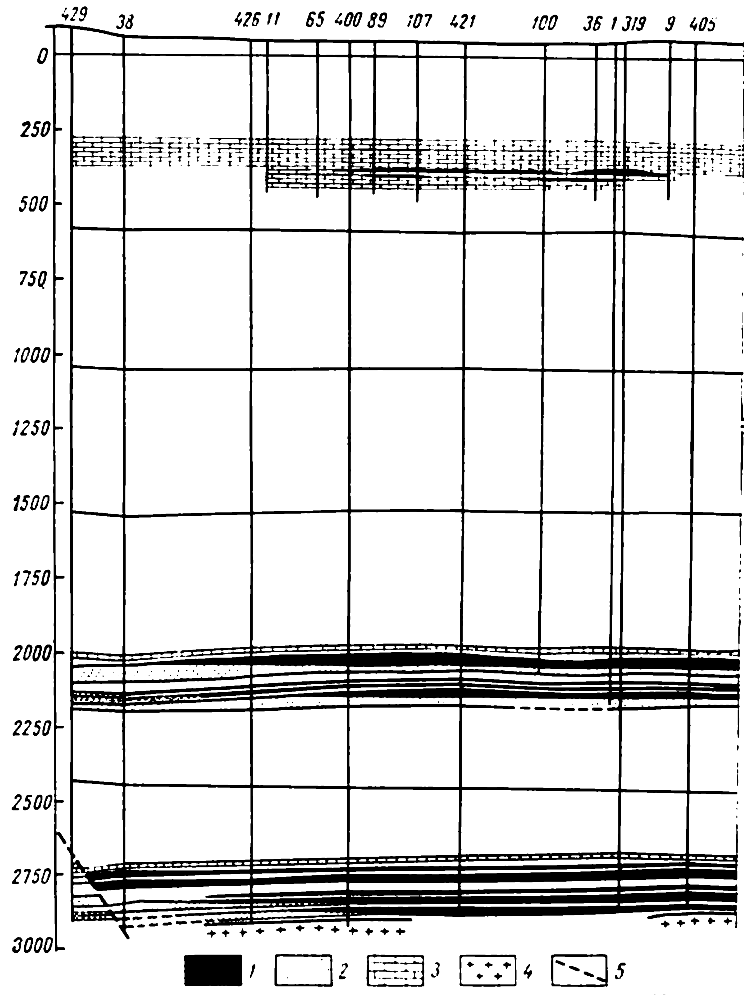
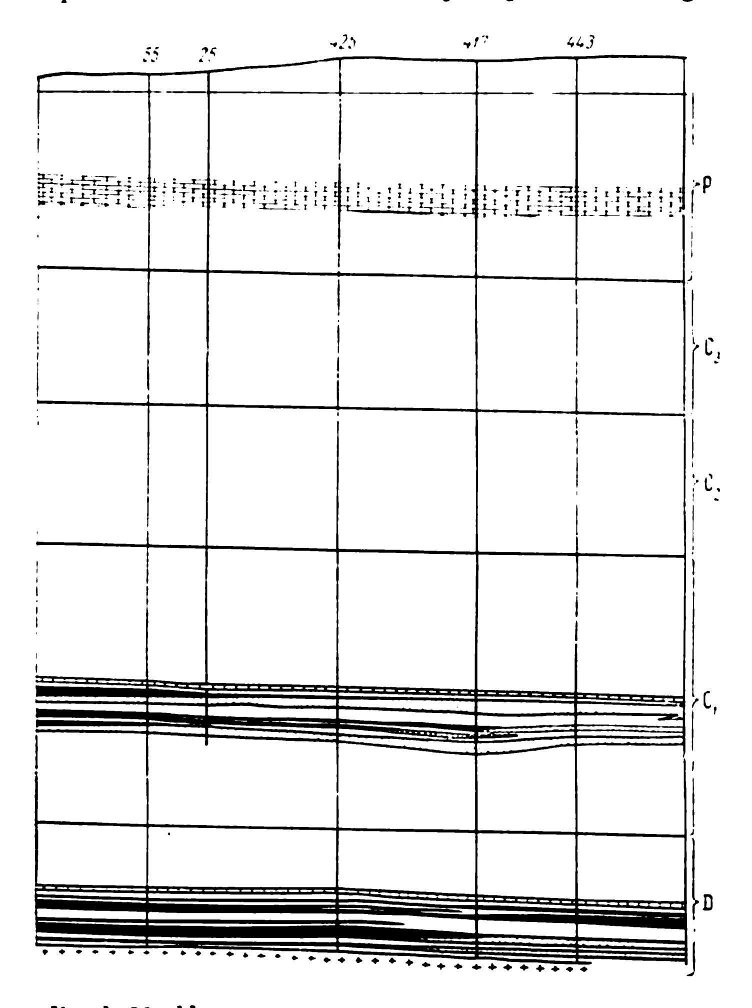


Fig. 103. Champ pét-

1 — pétrole; 2 — eau; 3 — calcaires;

une disposition serrée d'un petit nombre de gisements, le plus souvent associés à un même complexe de dépôts lithostratigraphique. C'est le cas par exemple des champs Troïtzkoé en Bachkirie, Vassilievskoé dans la région de Perm, Syzrano-Zaborovskoé, Karlovo-Sytovskoé dans la région de Kouïbychev, Pravobérejnoé et Kolodeznoé sur le territoire de Stavropol, etc.

Dans les champs du second groupe, les gisements isolés ou les petits groupements de couches rapprochées sont séparés les uns des autres par des assises très épaisses. Ces groupements de couches sont le plus souvent associés à des dépôts productifs d'âge différent. En



rolier de Moukhanovo
4 — roches du socle; 5 — accidents tectoniques

guise d'exemple de tels champs on peut citer les champs Moukhanovskoé (fig. 103), Dmitrievskoé, Kouléchovskoé dans la région de Kouïbychev, Pokrovskoé dans la région d'Orenbourg, Constantinovskoé et Touimasinskoé en Bachkirie, Kouédinskoé et Batyrbaïskoé dans la région de Perm, Bavlinskoé en Tatarie, Vélitchaevskoé sur le territoire de Stavropol.

Les champs du troisième groupe sont caractérisés par des vastes zones (de quelques centaines de mètres) pétrolifères et gazéifères rassemblant plusieurs dizaines de gisements isolés au sein des couches productives que séparent des séries argileuses d'épaisseur relativement faible. A cette catégorie de champs appartiennent les champs Ouzène et Jétybaï (fig. 104) au Kazakhstan occidental, ainsi que plusieurs champs d'Ukraine, de Kouban, d'Azerbaïdjan, de Turkménistan occidental, de Sakhaline.

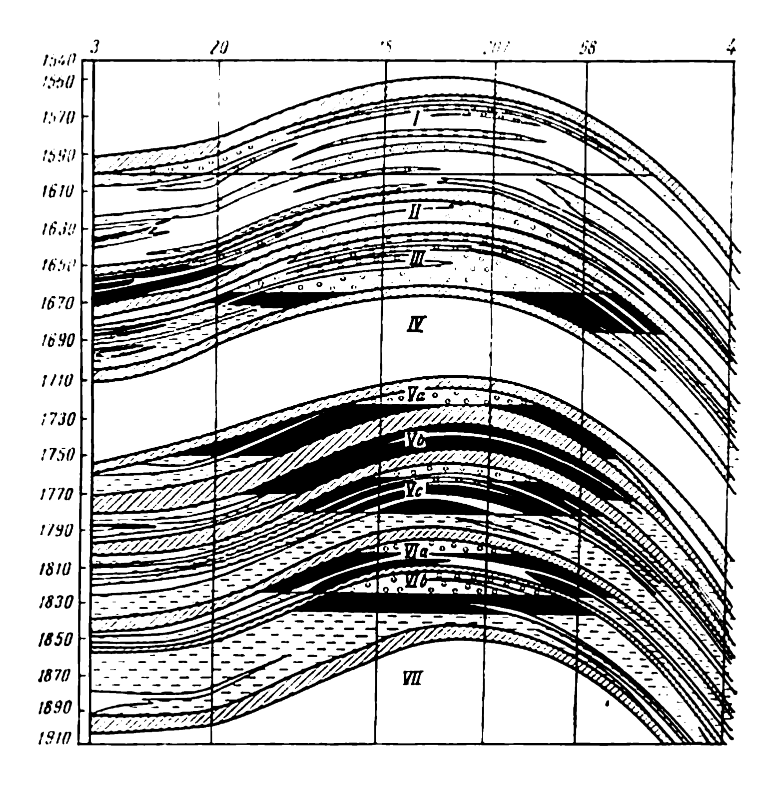
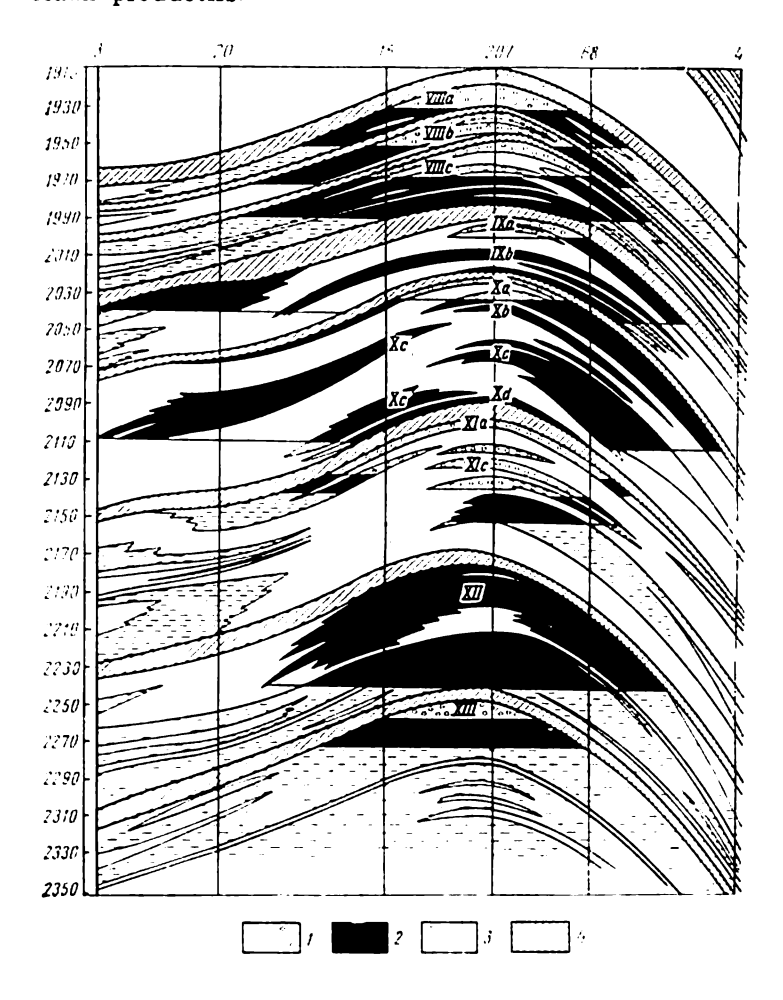


Fig. 104. Champ Jétybaï

1 — gaz; 2 — pétrole; 3 — eau; 4 — séries argileuses séparant les horizons

Suivant l'appartenance à tel ou tel groupe de champs, la méthode de leur exploration variera. L'exploration des champs du *premier groupe*, quand les gisements sont rassemblés dans la coupe, est effectuée au moyen d'un maillage unique de puits et ne diffère pas de l'exploration des champs à une couche productive. La complication est engendrée par la nécessité d'échantillonnages séparés de tous les puits.

Avec l'exploration des champs à plusieurs couches productives du *second groupe*, quand les sections productives de la coupe sont séparées par des assises relativement puissantes de roches intermédiaires, on établit facilement le nombre d'étages d'après celui des faisceaux productifs.



Les étages ainsi dégagés peuvent être explorés simultanément ou séparément en ordre varié. L'ordre d'implantation des maillages sur les étages est réglé par des considérations techniques et économiques suivant la productivité de tel ou tel faisceau.

Si au cours d'un forage de reconnaissance on met en évidence que les gisements des différents étages possèdent des réserves et des débits presque identiques, il est rationnel de procéder à l'exploration de bas

en haut. Un tel ordre d'exploration exige un volume moindre de forages vu que les puits explorant l'étage inférieur fournissent l'information sur l'architecture géologique, les propriétés des roches-magasins et les autres caractéristiques des gisements d'étages supérieurs. En outre,on facilite ainsi le transfert des essais de puits aux étages supérieurs quand les conditions s'avèrent défavorables dans les puits de l'étage inférieur.

Si la valeur commerciale des gisements d'étages différents n'est pas la même, il faut commencer l'exploration par l'étage contenant des gisements présentant la plus grande valeur commerciale.

Sur les champs du *troisième groupe* présentant une puissante coupe productive (des dizaines de gisements), on prévoit dans les projets d'exploration le nombre d'étages à explorer ainsi que l'ordre dans lequel sera effectué le forage. Le dégagement d'étages à explorer est un problème compliqué dont la solution doit être coordonnée avec le dégagement subséquent d'objet d'exploitation. Il est quelquefois nécessaire d'analyser plusieurs variantes de forage des étages.

Le choix d'étages d'exploration est effectué non seulement avec la prise en compte de l'étendue de la zone pétrolifère et gazéifère et de la puissance des assises intermédiaires, mais aussi d'autres facteurs dépendant des conditions particulières de l'arrangement géologique, du type des gisements, des roches-magasins, etc. Dans les régions où tous ces facteurs peuvent être pris en compte il s'établit pour une certaine période des *systèmes stables d'exploration par étages*. C'est ainsi que dans la province Timan-Pétchora on a dégagé de façon précise deux, et sur quelques champs même trois, étages à explorer: l'étage inférieur comprenant des roches du Silurien, du Dévonien inférieur, moyen et en partie supérieur (complexe sousdomanikien); l'étage moyen, des dépôts du Frasnien supérieur, du Famennien et du Carbonifère inférieur ; l'étage supérieur, les dépôts du Carbonifère moyen et du Permien inférieur.

Sur de grosses structures, on a d'abord utilisé pour l'exploration un maillage de puits lâche afin de permettre une appréciation générale de la taille du champ et de dégager les horizons les plus productifs (les dolomies du Carbonifère moyen sur le champ Vouktylskoé et les grès du Dévonien moyen sur le champ Oussinskoé, etc.).

Les gisements de l'étage inférieur ont été explorés au moyen d'un maillage de puits spécial, tandis que ceux de l'étage supérieur au moyen d'un maillage de puits déviés forés à partir des bases des puits de l'étage inférieur (champs Pachninskoé; Sévéro-Savinoborskoé, Oussinskoé et autres). On est ainsi arrivé à exclure du coût de l'exploration de l'étage supérieur le prix du montage et du démontage de l'installation. Au cas où, par suite de la non-coïncidence en plan des gisements, l'exploration de l'étage supérieur par des puits déviés s'est avérée impossible, on procédait au forage sur cet étage d'un maillage de puits spécial.

Bref, dans la province considérée on tenait compte avec le choix d'étages d'exploration aussi bien des facteurs géologiques (zone

pétrolifère et gazéifère étendue, diversité des roches-magasins, non-coïncidence en plan des gisements, etc.) que techniques et économiques.

Quant au choix de l'ordre d'exploration des étages, il est nécessaire de tenir compte des objectifs posés par la préparation des réserves dans la région considérée. En fait, cela veut dire que si l'on a pour tâche la mise en exploitation le plus rapidement possible des objets de haute productivité des gisements, on doit alors opter pour la variante la plus rapide de préparation des réserves, bien qu'elle puisse être peu économique en ce qui concerne son coût en monnaie. Il en est tout autrement quand la mise en valeur d'un gisement ne doit pas être immédiate. Dans ce cas il faut choisir la variante la plus économique de forage des étages.

Le choix du système d'exploration d'un champ à plusieurs couches productives dont les horizons pétrolifères et gazéifères se disposent en faisceaux séparés est, dans une grande mesure, fonction des besoins de l'économie nationale en pétrole et en gaz au moment considéré. C'est ainsi qu'au Nord de la région de Tioumen on a d'abord exploré les vastes gisements de gaz dans les dépôts cénomaniens, et ceci malgré les perspectives de la découverte des gisements de pétrole au sein des horizons plus profonds. On partait d'une nécessité urgente de développer les ressources de gaz pour l'organisation d'une nouvelle région productrice de gaz.

Dans un autre cas, lors de la prospection des gisements Korobkovskoé, dans la région de Volgograd, contenant des gîtes importants de pétrole et de gaz, la préférence a été donnée aux premiers. On a d'abord exploré les gisements de pétrole avec gas-cap dans l'horizon bobrikovien, ensuite, on a foré un maillage indépendant sur le gisement de gaz en amas des dépôts du Bachkirien inférieur, du Namurien, du Serpoukhovien et du Okskien.

Dans les régions où l'épaisseur des dépôts sédimentaires dépasse les possibilités techniques actuelles du forage (4-5 km), les étages à explorer sont dégagés dans les limites des profondeurs permises.

Au sein des étages explorés on distingue les *horizons de base*. Dans chaque étage, les horizons de base sont les horizons les plus riches et les plus productifs, qui sont considérés comme les principaux horizons à exploiter. L'horizon de base peut se trouver dans n'importe quelle partie de l'étage exploré. Toutefois sa position dans la partie supérieure de l'étage exploré permet de procéder à l'essai d'un grand nombre d'horizons sous-jacents et de maintenir les puits en bon état technique sur l'horizon supérieur le plus riche.

Le rôle des calculs technico-économiques au cours d'un choix du système d'exploration est illustré par l'analyse faite par A. V. Tchernitzki sur le modèle d'un champ (voir fig. 103) à deux étages principaux d'exploration.

Le pli brachyanticlinal d'extension latitudinale a pour dimensions $28 \times 4 = 6$ km, pour amplitude de soulèvement de 50 m. Dans la coupe, constituée pour l'essentiel de roches terrigènes, on a dégagé au moyen d'un forage d'essai des petits gisements dans la partie

supérieure de la coupe et deux groupes de couches très productives A et B à la profondeur respectivement de 2200-2600 et 3200-3500 m, chaque groupe comprenant quatre horizons productifs. 60 % de réserves sont contenues dans les gisements du groupe A. Les gisements de base se trouvent dans les horizons A-1 et B-2, aussi l'exploration était-elle programmée sur la base de la connaissance optimale des gisements mentionnés. En partant des particularités géologiques et des conditions géographiques et économiques de la région, on peut considérer la connaissance des gisements de ce type optimale si les erreurs relatives éventuelles sur les réserves seront de l'ordre de $\pm$ 20 %. De plus, on admet que le rapport exigé entre les réserves de différentes catégories est assuré: B — 20 % et C_1 — 80 %. Les volumes des travaux d'exploration garantissant la prise en compte des exigences mentionnées sont définis en accord avec la méthode exposée au § 2 du présent chapitre. On a utilisé à cette fin les courbes de variation des erreurs de détermination des réserves suivant l'espacement entre les puits, qui ont été construites sur la base de l'analyse de l'exploration de gisements analogues d'un champ voisin bien connu. Selon ces courbes, la connaissance optimale des gisements de base du champ exploré sera atteinte pour un espacement moyen entre les puits de 2000 m pour le gisement A-1 et de 3000 m pour le gisement B-2. Si l'on prend en considération l'aire des gisements et le nombre de puits déjà forés, il est nécessaire de forer encore 22 puits sur le périmètre du gisement A-1 et 18 puits sur le périmètre du gisement B-2. Un certain nombre de puits doit être forés pour l'étude des gisements ne figurant pas dans la catégorie de base; leur nombre total augmente donc à chaque étape de l'exploration.

En choisissant le système d'exploration du champ, on a étudié quatre variantes de forage d'étages. Les principales caractéristiques des variantes de l'ordre de forage des étages différents, des volumes globaux de travaux et des indices économiques de l'exploration sont consignées dans le tableau 20.

Le calcul des indices économiques des variantes se fait en faisant appel aux normes variées réglementant les divers travaux dans la région. De plus, on doit veiller à ce que le principe de correspondance des variantes soit rigoureusement respecté suivant les résultats finals (authenticité des réserves et autres paramètres) et suivant les conditions d'accomplissement des travaux d'exploration: même nombre d'engins de sondage, d'équipes d'échantillonnage, etc.

L'analyse des données du tableau 20 montre que la meilleure variante sous l'angle de la durée totale des travaux d'exploration est la variante II qui suppose l'exploration simultanée des étages dégagés par deux maillages séparés de puits.

Il est également important de contrôler l'exploration d'un champ à plusieurs couches productives dans son ensemble comme celle des gisements individuels. Le projet d'exploration est en général établi avec une grande indétermination sur l'architecture des gisements ainsi que sur les réserves qu'ils contiennent; ces derniers peuvent se

Tableau 20

Principales caractéristiques des variantes d'exploration

Indices	Variantes I un maillage	II deux maillages simultanément	III deux maillages de bas en haut, l'un après l'autre	IV deux maillages de haut en bas, l'un après l'autre
Nombre total de puits:	31	33	33	40
sur l'étage *B*	31	24	24	20
sur l'étage *A*	—	9	9	20
Nombre d'échantillonnages	169	146	146	148
Nombre de puits d'exploitation d'essai	21	23	23	28
Durée (années) d'exploration du champ	3,9	3,9	4,2	4,75
sur l'étage *B*	3,9	3,9	3,1	1,80
sur l'étage *A*	3,9	3,9	1.1	2,95
Investissements dans l'exploration (y compris le coût des puits de reconnaissance), mil. de roubles	15,75	14,75	14,75	16,00

modifier si profondément que la variante choisie peut devenir non la meilleure et exigera soit des corrections soit même le remplacement par une autre variante.

§ 6. Exploration complémentaire du champ en cours d'exploitation

L'objectif de l'exploration complémentaire est la précision des conceptions sur l'architecture du champ mis en exploitation, de même que la préparation des gisements ou d'une partie des gisements destinés à la mise en exploitation en second lieu.

L'exploration complémentaire des gisements en cours d'exploitation d'un champ consiste dans l'étude des gisements sur la base des puits forés pour l'exploitation de ces derniers et dans une moindre mesure de puits d'exploration supplémentaires. Le forage d'exploration est en premier lieu utilisé quand l'aire pétrolifère s'est avérée pour les horizons concernés plus grande que celle des horizons principaux ou en cas de dégagement de nouveaux gisements (à barrière lithologique ou stratigraphique) au-delà du territoire prospecté par les puits précédemment forés.

Sur de vastes et uniques champs à une seule couche productive mis en exploitation par parties en recourant au découpage, l'exploration complémentaire est en fait l'étape finale de l'exploration des parties des gisements mis en exploitation en second lieu. Dans ce cas les paramètres des différentes parties des gisements n'exigent que la précision des moyennes établies pour tout le gisement durant les premières étapes de l'exploration. Cet état de choses facilite le remplisse-

ment des exigences fixant le détail des études de chaque objet d'exploration. Dans l'étude des parties du gisement la répartition des puits est réalisée suivant des profils ou un maillage régulier en fonction de l'architecture de la couche-magasin de sa division et variabilité établies au préalable.

Sur des champs à couches multiples, mis en exploitation en fonction des horizons de base, les horizons secondaires ne sont étudiés que partiellement d'après l'information fournie par les puits d'exploration, mais, en général, cette étude se fait d'après les données des puits destinés à l'exploitation. Les méthodes d'exploration complémentaire des gisements se trouvant au-dessus et au-dessous des horizons de base présentent certaines particularités.

Pour dégager les gisements dans les parties de la coupe se trouvant au-dessus des principaux objets d'exploitation, on procède au préalable à la révision des puits forés. Elle comporte l'analyse et l'interprétation de tous les matériaux rassemblés dans tous les puits.

On arrive ainsi à découvrir dans les horizons supérieurs des secteurs aux conditions structurales favorables et des objets susceptibles d'être échantillonnés. Ensuite, dans les puits forés sur les objets d'exploitation essentielle on procède sur les tronçons dégagés à l'étude des roches-magasins et de la productivité des horizons perspectifs. On peut utiliser à cette fin la diagraphie nucléo-magnétique, les carottiers foreurs, l'essai par des testers de formation, etc. Sur les tronçons les plus perspectifs, au stade final de l'étude des gisements dégagés, on fore des puits d'estimation avec prises de carotte et quelquefois des puits d'exploration isolés. Cette méthode mise en application sur les chantiers de Tatarie a permis d'obtenir des indices économiques élevés dans la préparation des réserves d'horizons supérieurs à l'exploitation.

Pour l'exploration complémentaire des horizons se trouvant audessous (jusqu'à 300 m) de l'horizon de base, on se sert quelquefois des puits d'exploitation des objets supérieurs. C'est ainsi que l'étude du champ Ouzène de l'étage jurassique inférieur a été partiellement menée à l'aide de puits destinés à l'exploitation des horizons supérieurs et qui pour cela étaient approfondis jusqu'à plusieurs centaines de mètres. En outre, on a utilisé les puits d'exploration forés spécialement sur l'étage inférieur. Tous les puits forés à partir d'objets d'exploitation supérieurs et une partie des puits d'exploration, une fois leur objectif d'exploration des horizons inférieurs atteint, ont été remis à l'étage supérieur.

En présence d'une coupe puissante de terrains sédimentaires qui dépasse les possibilités techniques du forage, il ne peut être mis en exploitation sur l'aire que les gisements de la partie supérieure de la coupe. La partie plus profonde de la coupe, avec l'apparition de nouvelles possibilités techniques, devient l'objet des études ultérieures. Dans le cas considéré la méthode d'exploration complémentaire d'un champ ne se différencie pas de celle utilisée pour l'exploration de nouvelles aires.

CHAPITRE XVIII

EXEMPLES DE PROSPECTIONS DÉTAILLÉES DES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ

Les conditions de mise en œuvre des prospections détaillées de pétrole et de gaz sont très variées. Toutefois, certains complexes de conditions se rencontrent plus souvent et, partant, peuvent être considérés comme typiques pour telle ou telle région, tandis que d'autres se rencontrent rarement. Aussi dans le présent chapitre n'envisage-t-on pour l'essentiel que des exemples typiques et, par suite, témoignant des tendances progressives des méthodes de travaux de prospection détaillée.

§ 1. Exemples de prospections détaillées des champs de pétrole et de gaz dans des conditions géologiques variées

Prospection d'un gros champ de plates-formes. Les gros gisements des champs de plates-formes possèdent une grande aire et ne peuvent être explorés qu'avec un grand nombre de puits forés suivant des profils ou un maillage. Déjà aux premiers stades de la prospection, avant la figuration complète des gisements, on fixe les secteurs mis en exploitation. La prospection d'un champ est conduite successivement sur des secteurs séparés, toutefois, pour l'établissement du schéma général de l'exploitation il faut procéder à la figuration au moins approchée des gisements principaux.

En guise d'exemple, étudions l'expérience de prospection d'un des champs de la Sibérie occidentale. Ce champ est contrôlé directement par une structure de second ordre de grandeur, le soulèvement en dôme groupant plusieurs structures de troisième ordre de grandeur. La forme de groupement de plusieurs soulèvements est isométrique, l'amplitude à partir de l'horizon miroir B est de 160 m, en amont de la coupe elle diminue et au toit de la couche BC_8 atteint 130 m et au toit de la formation talitzienne (Paléocène) 40 m.

D'après les données de la prospection sismique on a établi un projet de travaux de prospection détaillée qui prévoyait le forage de puits sur des dômes locaux. Le champ fut découvert dès le premier puits de reconnaissance. Les puits suivants établirent la valeur commerciale des dépôts pétrolifères valanginiens, hauteriviens-barré-

miens et aptiens sur deux aires. D'autre part, le forage a montré que la flexure entre ces structures est beaucoup moindre qu'il était supposé d'après les données sismiques, les gisements des dépôts valanginiens, hauteriviens-barrémiens et aptiens de ces aires se réunissant entre eux. Il devient ainsi évident qu'il a été découvert un énorme champ contrôlé par une structure de second ordre de grandeur. Aussi le projet d'exploration, établi après le forage de 18 puits de reconnaissance, fut orienté vers l'étude des possibilités pétrolifères et gazéifères de cette vaste structure. Il prévoyait l'implantation des puits en profil avec un espacement de 2-7 km, de 3 km en moyenne. Vu la complexité des conditions physico-géographiques, les espacements réels furent de 1,4-4,5 et même parfois de 8 km.

Au début, le forage des puits d'exploration était réalisé sur les parties Sud et Sud-Ouest du champ, ce qui a permis de préparer assez rapidement un important territoire à la mise en exploitation et à l'aménagement. Ensuite, le forage d'exploration s'est concentré essentiellement sur l'étude des parties Nord du champ. Cette méthode de concentration du forage d'exploration sur les secteurs primordiaux de mise en valeur du champ avec des maillages lâches a permis en un temps bref de le mettre en exploitation avec des réserves préparées de façon suffisamment sûre.

En dehors de l'U.R.S.S., l'exploration de gros champs est aussi effectué de façon complexe : le forage d'exploration est mis en œuvre conjointement aux méthodes de prospections géophysiques et au forage d'exploitation. C'était le cas, par exemple, avec la préparation à l'exploitation de l'énorme champ de Hassi-Messaoud de l'Afrique du Nord, situé dans la partie orientale du Sahara algérien. Le pétrole y a été découvert dans les grès cambriens gisant à la profondeur de 3300 m. Le gisement de pétrole est associé à un grand dôme à voûte partiellement affouillée.

Les prospections débutèrent dans la région du champ par des études gravimétriques qui se sont révélées peu efficaces. La sismique-réflexion s'est aussi avérée inefficace, après quoi on a eu recours à la sismique-réfraction concurremment au forage de puits profonds pour l'investigation de la coupe des dépôts sédimentaires. L'application de la méthode corrélationnelle de réfraction a permis de dégager dans le corps du soubassement les éléments structuraux essentiels.

Sur la base de ces données on a implanté (fig. 105) le puits 1 qui a découvert en mai 1956 le pétrole dans des grès à la profondeur de 3270 m. Simultanément au forage de ce puits on a établi de nouveaux profils suivant la méthode corrélationnelle de réfraction. L'interprétation des matériaux complexes a permis de dégager un grand anticlinal plat.

Les deux puits suivants, forés 8 km au Nord et 11 km au Sud-Ouest du premier, ont confirmé la productivité du gisement.

On a ensuite établi de nouveaux profils par la méthode des ondes réfléchies qui ont montré qu'entre les horizons de réfraction des dé-

pôts mésozoïques et la surface du socle se dispose une surface de discordance (fig. 106).

Le contact eau-huile a été établi dans le complexe du faisceau gréseaux R_a au sein de deux puits à la profondeur de 3440 m.

L'étude subséquente du champ a été menée à l'aide de puits d'extension (d'exploration) isolés et de nombreux puits d'exploitation. Vers la fin de l'année 1967 il a été foré sur le champ 178 puits dont 39 se sont avérés stériles ou ont donné des écoulements

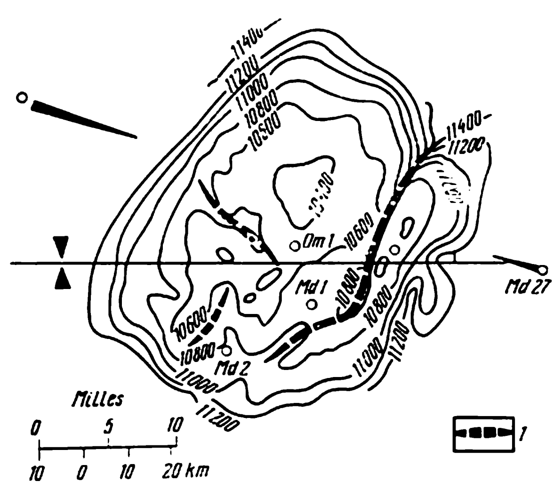


Fig. 105. Carte structurale du champ de Hassi-Messaoud suivant le toit des grès R_2

Les cotes et les isohypses sont en pieds. I — position probable de l'accident

d'eau. Néanmoins, grâce aux grands débits des autres puits (800 t/j et plus), le risque de mise en valeur commerciale du gisement foré par un nombre limité de puits d'exploration s'est révélé justifié.

Prospection d'un champ à gisements de pétrole en amas. Avec la reconnaissance, au Nord de la région de Perm, au sein de la zone de Krasnovichersk, des masses récifales on a découvert en 1971 le champ de pétrole de Guéja. La coupe du champ est constituée de terrains d'âge vendien, dévonien, carbonifère, permien et quaternaire; l'épaisseur totale ouverte est de plus de 2500 m. Les puits de reconnaissance étaient implantés compte tenu de l'ordre structural établi par la prospection sismique. Sur le schéma établi d'après le II horizon-miroir l'intumescence de Guéja a l'aspect d'une structure en dôme d'extension subméridionale, de dimension 7,4 $\times$ $\times$ 3,5 km et d'amplitude 75 m. Les ordres structuraux des différents horizons coïncident, aussi dès le premier puits de reconnaissance on a pu constater que le gisement le plus productif est celui des dépôts carbonatés appartenant au Carbonifère inférieur et au Dévonien supérieur (couche T + Fm + Fr). Sur cette base,

pour étudier le champ, on a choisi le système d'exploration à maillage unique avec forage de la quantité principale des puits (17 de 19) sur l'étage inférieur de la zone pétrolifère. En outre, deux puits ont été forés dans le but de l'étude et de la figuration des gisements des dépôts du Permien inférieur (couche Sm) et du Carbonifère moyen (couche Bch).

Vu la nature massive des gisements dégagés, on a utilisé pour leur exploration le système de disposition irrégulière de profils de

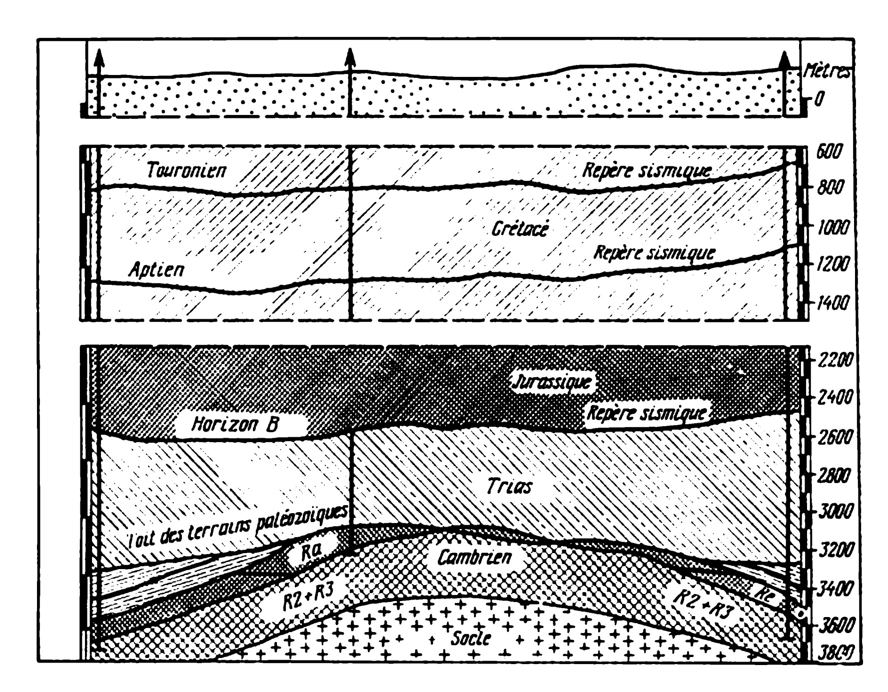


Fig. 106. Profil géologique du champ de Hassi-Messaoud
La ligne du profil est indiquée sur la figure 105

puits: un longitudinal et quatre transversaux (fig. 107). Chaque profil était composé de deux à six puits espacés de 0,5 à 3,5 km. L'espacement minimal entre les puits s'observait sur la clef de voûte de la structure où l'épaisseur et les réserves spécifiques étaient maximales. Cette méthode a permis de caractériser le mieux les secteurs aux réserves les plus grandes et de diminuer le nombre de puits d'extension (fig. 108).

Le système programmé d'exploration du champ dans son ensemble a permis en un temps bref (de 1971 à 1974) la figuration et l'estimation des gisements de pétrole principaux (Sm, Bch et T + + Fm + Fr). Un peu plus tard fut découvert le gisement dans la partie inférieure des dépôts okskiens (couche Ok). On a pu ainsi

conclure que plus de 80 % de réserves sont rassemblés dans le gisement tournaisien-famennien-frasnien et, par suite, la concentration de l'exploration sur ce gisement s'est avérée justifiée. Une certaine représentation du rapport au sein de la coupe du champ entre les principaux gisements nous est fournie par la fig. 109.

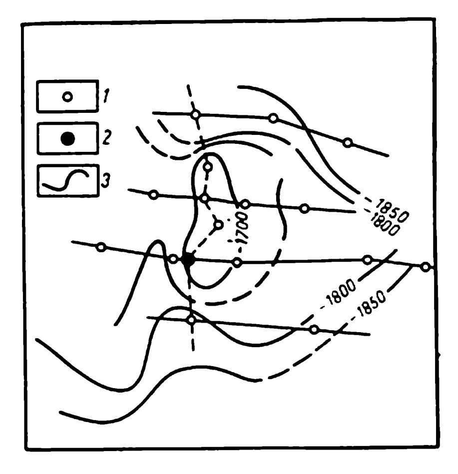


Fig. 107. Disposition des puits dans le projet de prospections détaillées sur la structure de Guéja

1 — puits de projet; 2 — puits ayant le premier découvert le gisement; 3 — isolignes du II horizon-miroir

Fig. 108. Disposition de fait des puits d'exploration du gisement de pétrole tournaisien-famennien-frasnien

1 — contour pétrolifère; 2 — puits

En partant de la nature des roches-magasins, on a appliqué avec l'exploration du champ de Guéja une méthode perfectionnée de dégagement d'intervalles imprégnés de pétrole au sein de la coupe carbonatée et d'estimation de leur capacité d'absorption. Cette méthode se fonde sur l'investigation complexe des données du carottage et de géophysique de chantier. Au cours du forage des puits on a utilisé largement les testers de formation. Avec l'ouverture du gisement tournaisien-famennien-frasnien dans l'un des puits on a utilisé des boues non filtrables, ce qui a permis de préciser les propriétés des roches-magasins et la productivité du puits (jusqu'à 700 t/j au lieu de 69,5 t/j pour des boues ordinaires).

Avec l'application de cette méthode d'exploration on est arrivé à préparer de façon qualifiée le champ à la mise en exploitation avec des indices économiques élevés.

Exemple de prospection et d'exploration complémentaire d'un gros champ avec gisements à barrière tectonique. La prospection de gros champs du type géosynclinal avec un grand nombre d'horizons productifs et une architecture tectonique complexe est un problème ardu dont la solution exige le forage d'un grand nombre de puits.

Aussi l'exploration de ces champs s'effectue-t-elle en plusieurs étapes, généralement par étages de haut en bas. Après avoir étudié d'une manière suffisante l'étage supérieur, on aborde l'étude des horizons plus profonds, ce qui constitue au fond l'exploration complémentaire du champ. Pour accélérer le processus d'étude des gisements et leur mise en exploitation, on procède au forage parallèle de puits d'exploration et d'exploitation. Un exemple nous

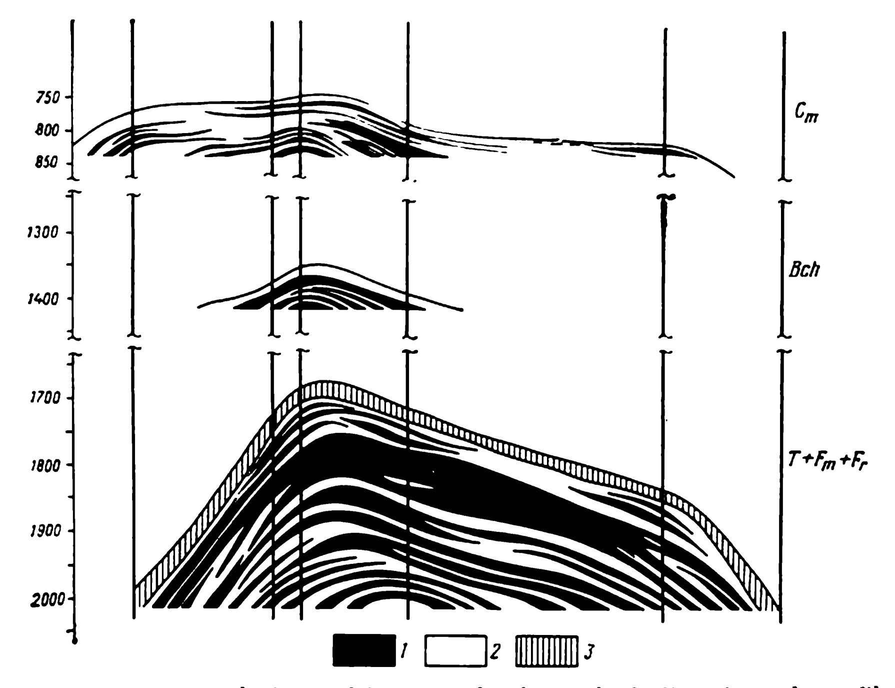


Fig. 109. Coupe géologique schématique du champ de Guéja suivant le profil longitudinal

1 — terrains imprégnés d'huile; 2 — terrains compacts; 3 — faisceau de roches viséennes

est fourni par l'exploration de certains gisements des dépôts saxoniens du champ du type géosynclinal.

Dans l'architecture de ce champ participent les sédiments du postpliocène, des étages de l'Apchéron et de l'Aktchaguyl ainsi que des assises saxoniennes. La coupe d'épaisseur ouverte de plus de 4500 m est constituée de terrains sablo-argileux.

La structure contrôlant le champ est dégagée par un levé géologique et constitue un gros brachyanticlinal s'étendant en latitude; sa dimension est de 35 × 10 km. L'amplitude sur le flanc sud est de 1000-1500 m et sur le flanc nord de 300-400 m. Le pli est fracturé par des accidents tectoniques en une série de blocs et se divise en trois tronçons — occidental, central et oriental — qui plongent en gradins de l'Ouest à l'Est de 600-1000 m l'un par rapport à l'autre.

Une représentation générale de l'architecture du champ nous est donnée par la fig. 110.

Dans la coupe du champ on rencontre des gisements de pétrole, de gaz-huile et de gaz. Les gisements de pétrole sont associés aux roches-magasins sableuses et vaseuses. Les horizons productifs des dépôts apchéroniens et aktchaguyliens sont de lithologie et d'épaisseur (de 150 m dans le tronçon oriental jusqu'à une complète extinction en biseau à l'Ouest) très variables. Les horizons saxoniens sont plus continus.

L'étude détaillée des gisements de ces horizons a présenté beaucoup de difficultés. Les conditions complexes d'exploration : grande profondeur des dépôts productifs dépassant 3000 m, présence de nombreux horizons imprégnés d'huile ou de gaz, accidents tectoniques importants, gamme importante de variations et grandeurs anomales de pression et de température, d'imprégnation en gaz ainsi que d'autres propriétés ont contribué au fait que l'information recueillie des puits d'exploration s'est avérée insuffisante pour la préparation de l'exploitation des gisements isolés. Dans le but d'améliorer le degré de leur connaissance avant de passer aux projets et aux schémas de leur exploitation, il a été décidé de forer une série de puits de développement sur la base de projets d'exploitation d'essai. La quantité et la disposition des puits d'essai étaient choisies de manière à embrasser par l'échantillonnage et par l'investigation toute

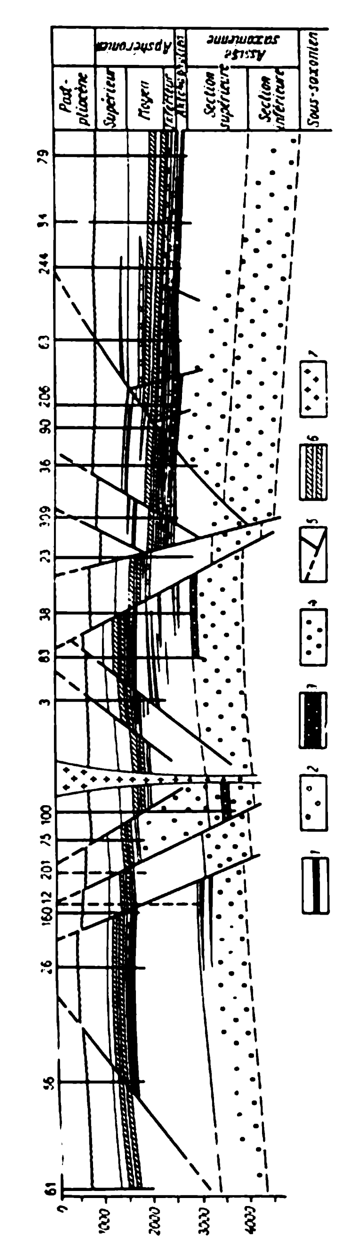


Fig. 110. Profil longitudinal d'un champ d'architecture complexe (d'après M. A. Achirmamédov)
1 — pétrole; *2* — gaz; *3* — gisements à condensat; *4* — dépôts de l'assise saxonienne; *5* — failles; *6* — dépôts argileux; *7* — volcan de boue

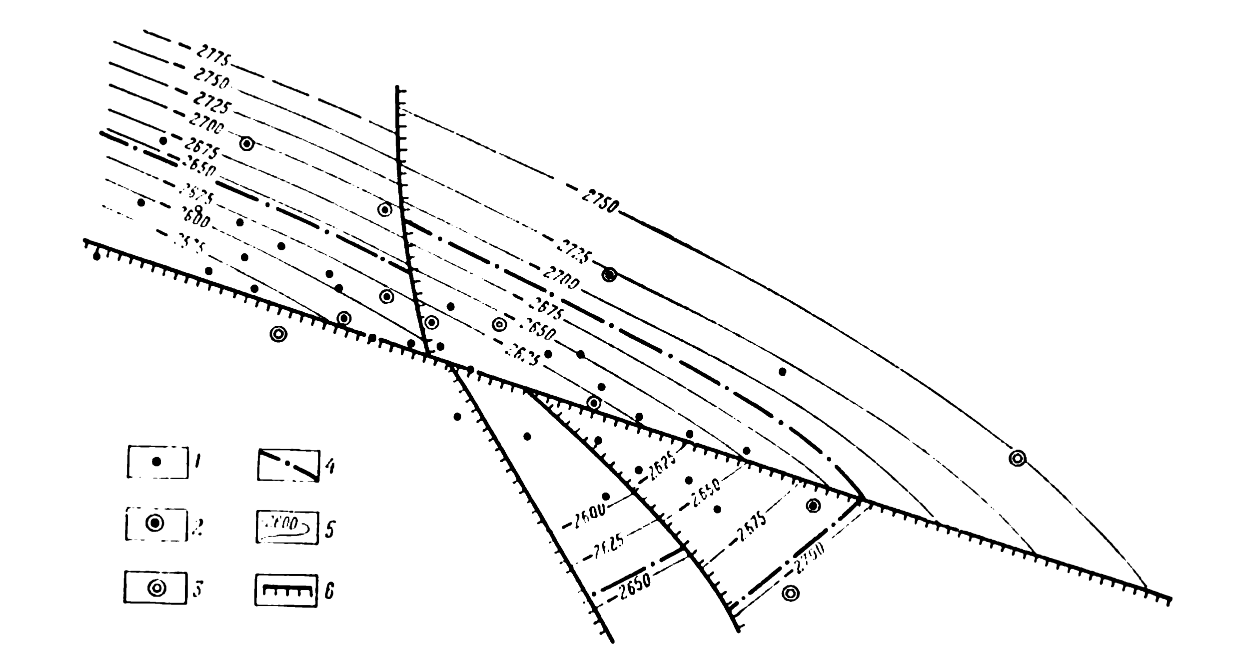


Fig. 111. Schéma montrant la disposition des puits sur le tronçon oriental d'un champ à architecture complexe (horizon III de l'assise saxonienne supérieure)

1 — puits de développement; 2 — puits d'exploration; 3 — puits d'exploration prévus dans le projet; 4 — contour pétrolifère; 5 — isohypses; 6 — failles

la coupe de sédiments imprégnés de pétrole dans tous les puits et sur tous les secteurs. On prévoyait dans les puits de développement : la prise de carottes des horizons productifs ; les travaux géophysiques de chantier suivant le complexe adopté pour les puits d'exploration ; le prélèvement d'échantillons profonds de pétrole ; les mesures de pression de gisement ; l'étude de l'admission pour des soutirages établis, etc.

La méthode de disposition des puits au cours de l'exploration complémentaire du champ étudié est illustrée sur la fig. 111 représentant une partie des blocs III de l'horizon saxonien au sein du tronçon oriental. On voit sur la fig. 111 que les puits d'exploration pour embrasser le plus vite possible par l'investigation toute l'aire perspective sont, pour l'essentiel, disposés suivant des profils orientés à travers l'allongement de la structure. L'espacement entre les puits varie de quelques centaines de mètres jusqu'à 800-1000 m.

Les puits de développement ont été forés en premier lieu sur les secteurs adjacents aux puits d'exploration ayant révélé des conditions structuro-géologiques favorables, et, ensuite, sur des secteurs plus éloignés. Cette méthode garantit un haut pourcentage de puits réussis.

Sur le tronçon oriental, le projet d'exploitation d'essai était établi sur la base d'un calcul expéditif de réserves en s'appuyant sur 16 puits d'exploration. On prévoyait aussi que les puits d'exploitation seront partiellement forés à la place des puits d'exploration. La mise en œuvre du projet d'exploitation d'essai a beaucoup augmenté la connaissance des gisements sur le secteur concerné et de plus a permis de produire une grande quantité de pétrole avant la fin de l'exploration.

Prospection d'un champ à gisements de type lithologique. Le champ de Barakaévo est situé dans le Précaucase occidental. Les couches productives sont associées aux dépôts du Jurassique moyen en position monoclinale. L'aire est accidentée de dislocations de rupture. Les couches sableuses (III-A, III-C, IV) s'amincissant en amont contiennent dans les parties de tête des gisements de pétrole et de gaz. En plan, le biseau des roches-magasins présente une forme en golfe (fig. 112, *a* et *b*).

Dans les années 1951-1952 un levé géologique fut établi sur l'aire et creusé un puits structural. En même temps on débuta le forage de reconnaissance sur les dépôts jurassiques. On découvrit ainsi avec le puits de reconnaissance I un gisement de pétrole et de gaz.

Au début la reconnaissance et l'exploration étaient menées au moyen d'un système de profils, en se fondant sur l'hypothèse que l'architecture de l'aire était du type anticlinal. Mais déjà les trois premiers puits constatèrent un amincissement des couches dans le sens méridional. A l'étape suivante (puits 4, 5, 8) l'objectif posé était la découverte des contacts eau-huile et gaz-huile ainsi

que du biseau des réservoirs. L'ordre d'implantation des premiers puits est donné sur le schéma de la fig. 112, *a*.

La prospection subséquente du champ était effectuée suivant le mode rampant, les profils suivants des puits d'exploration ont été faits des deux côtés du premier et étaient complétés par le fora-

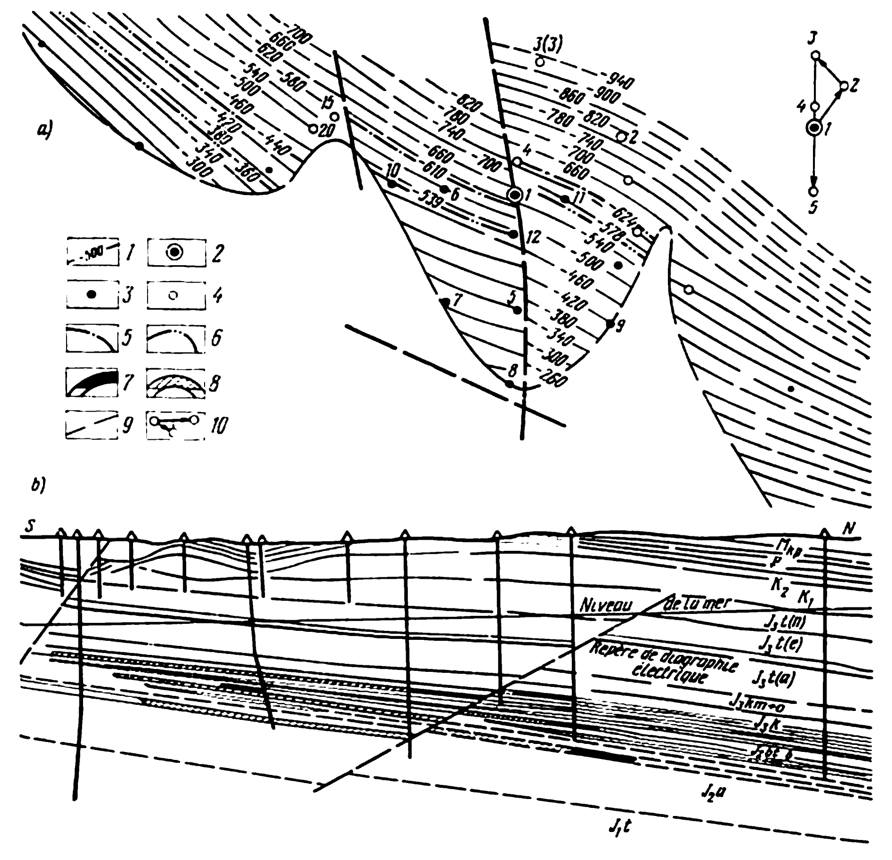


Fig. 112. Champ Barakaevskaïa. Carte structurale (*a*) et profil géologique (*b*)
1 — isohypses du forage ; *2* — puits ayant découvert en premier le champ ; *3* — puits d'exploration réussis ; *4* — puits d'exploration stériles ; *5* — contour du contact eau-huile ; *6* — contour du contact gaz-huile ; *7* — pétrole ; *8* — gaz ; *9* — accident tectonique ; *10* — schéma de la succession des forages

ge de puits isolés avec l'objectif de vérifier les possibilités pétrolières et gazières des golfes voisins. Bref, malgré la forme compliquée des pièges aux frontières floues, des 20 puits de prospections détaillées 11 se sont avérés productifs.

Prospection d'un champ à gisements de type structuro-lithologique. En guise d'exemple de l'étude de gisements structuro-lithologique, on peut prendre la prospection du champ de Pokamassovo,

en Sibérie occidentale. L'argument ayant déclenché le forage de reconnaissance fut le dégagement par la prospection sismique d'une structure positive au voisinage direct d'un autre champ, celui de Lokossovo, déjà exploré. Le puits I a été implanté (fig. 113, *a*) dans la partie nord adjacente au sommet de la structure et en 1971 il en jaillit du pétrole à partir des dépôts jurassiques (couche J_1). Le puits 2 a été foré à des cotes plus grandes, mais la couche J_1 s'y trouva 13 m plus bas que dans le premier puits, l'essai fournissant de l'eau avec un peu d'huile. Le puits 4 qui a été implanté sur le flanc sud-ouest d'une intumescence éventuelle a découvert la couche J_1 encore plus bas, le carottage constatant la présence de l'eau dans toutes les roches-magasins.

Il s'est avéré donc que le gisement de pétrole était associé non pas à la structure de Pokamassovo mais s'étendait à l'intumescence de Lokossovo, situé à l'Est. Pour vérifier cette hypothèse, on fora le puits 5 qui confirma la nature pétrolière de la couche J_1 et permit, d'après les données de carottage, de fixer le contact eau-huile à la cote absolue de 2685 m.

Pour mieux argumenter les prospections, on procéda en 1973-1974 à des travaux suivant les méthodes sismique-réflexion et du point de fond commun qui montrèrent que la région prospectée est le bout étroit et allongé de la structure de Lokossovo. En sommant les résultats des premiers sondages, des prospections sismiques ainsi que d'analyses des données de forages sur l'aire de Lokossovo, où la couche J_1 s'est avérée envahie par des boues, on a pu conclure que le gisement prospecté était limité à l'Est par une barrière lithologique.

Les prospections subséquentes avaient pour objectif la figuration du gisement. Suivant l'axe du soulèvement en amont de la structure on fora les puits 3 et 6 qui constatèrent une tendance à la diminution de l'épaisseur en direction de l'Est, tandis que pour étudier les limites du gisement on implanta sur les flancs les puits 9 et 12. Les puits suivants (7, 14, 15, 23) contribuèrent, pour l'essentiel, à résoudre les problèmes de l'exploration du gisement découvert. Bien que l'exploration du champ se basât sur un modèle qui, par la suite, s'est confirmé, plusieurs puits furent forés au-delà du contour de la zone pétrolifère (12, 7, 14, 20). En partie cela s'explique par des espacements trop grands d'implantations des puits 7, 14, 20 des puits 6, 15 forés précédemment ainsi que par l'insuffisante prise en compte des variations d'épaisseur en amont de la structure (fig. 113, *b*).

Prospection d'un champ à gisements limités par une barrière stratigraphique. A l'extrême Nord de la Province maritime boréale, dans la zone axiale du fossé tectonique de Viking, on trouve le champ de pétrole et de gaz de Brent. Les gisements sont associés aux grès jurassiques en position monoclinale tronqués puis recouverts de dépôts crétacés.

Le champ fut découvert en 1971. L'aire fut préparée au forage

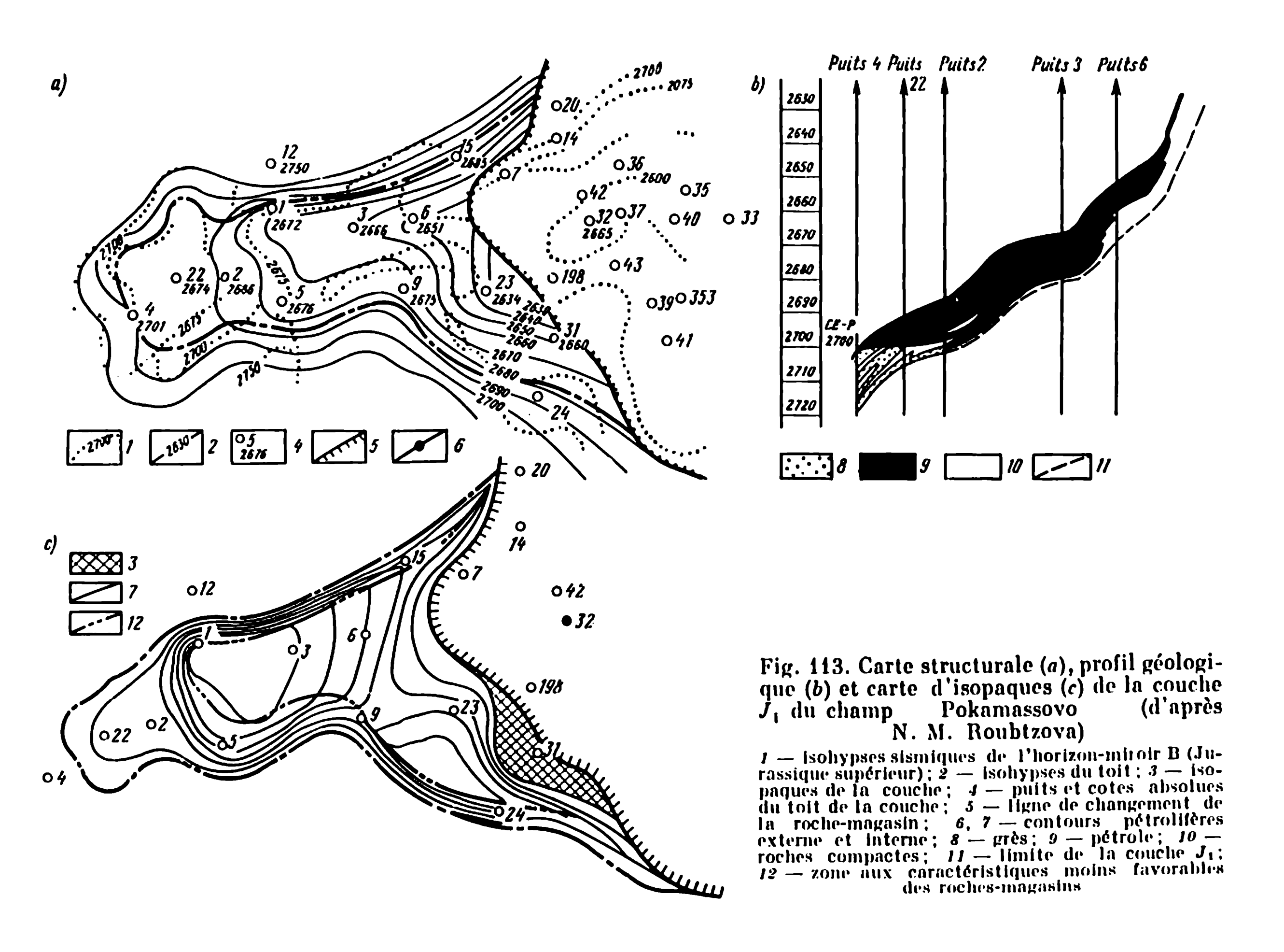


Fig. 113. Carte structurale (*a*), profil géologique (*b*) et carte d'isopaques (*c*) de la couche J_1 du champ Pokamassovo (d'après N. M. Roubtzova)

1 — isohypses sismiques de l'horizon-miroir B (Jurassique supérieur) ; *2* — isohypses du toit ; *3* — isopaques de la couche ; *4* — puits et cotes absolues du toit de la couche ; *5* — ligne de changement de la roche-magasin ; *6*, *7* — contours pétrolifères externe et interne ; *8* — grès ; *9* — pétrole ; *10* — roches compactes ; *11* — limite de la couche J_1 ; *12* — zone aux caractéristiques moins favorables des roches-magasins

de reconnaissance en deux étapes. A la première étape (1966-1967), la prospection sismique a permis de dresser la carte d'un pli anticlinal lâche du mur des dépôts crétacés.

A la seconde étape, on obtint par une deuxième prospection sismique des réflexions à partir des horizons se trouvant au-dessous de

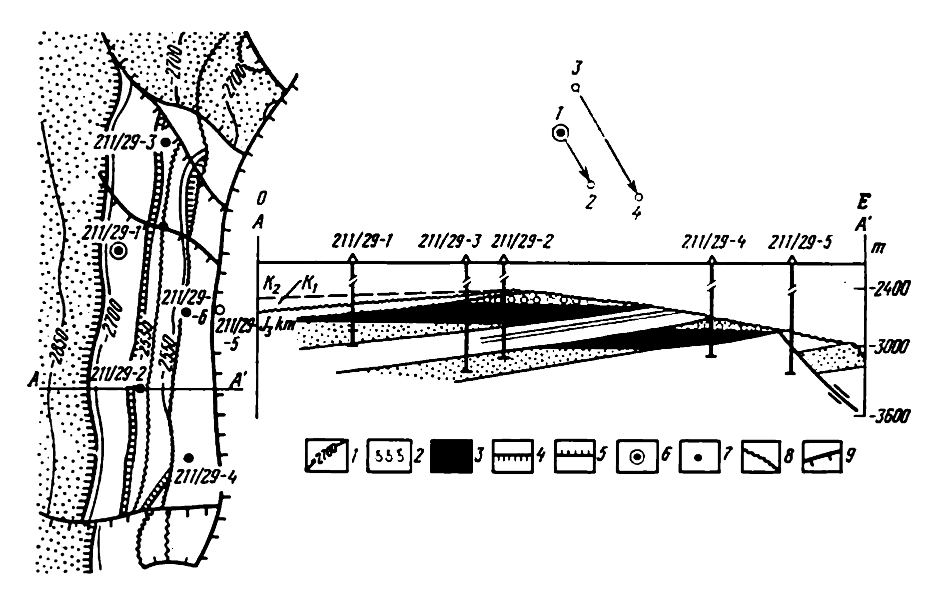


Fig. 114. Champ de Brent. Carte structurale et profil géologique

1 — isohypses du toit de la formation Brent; *2* — gaz; *3* — pétrole; *4* — contour du contact gaz-huile; *5* — contour du contact eau-huile; *6* — puits ayant découvert en premier le champ; *7* — puits d'exploration réussis; *8* — ligne d'affouillement; *9* — accidents tectoniques

la surface de discordance. La présence de terrains sédimentaires sous cette surface a été confirmée par les données de la magnétométrie sur la profondeur de socle (fig. 114).

La prospection sismique a permis d'établir le modèle de l'architecture géologique du champ, qui, par la suite, s'est confirmé: les couches jurassiques en posture monoclinale, tronquées par une surface d'érosion. Le puits de reconnaissance 211/29-1, implanté à 1 km à l'Ouest du point le plus élevé du relief enfoui, a permis de découvrir un gisement dans les grès de Brent (Jurassique) et d'établir le contact eau-huile.

Les puits d'exploration étaient implantés en deux profils décalés l'un par rapport à l'autre d'un demi-espacement entre les puits et orientés suivant l'allongement de la monoclinale. Après le forage de tous les six puits il s'est formé un maillage triangulaire s'étalant régulièrement sur l'aire du champ. Des six puits seul le 5-ème s'est trouvé au-delà du contour pétrolifère.

Exemples de prospections détaillées de champs en mer. Comme il a été indiqué plus haut, la particularité des prospections détaillées de ces champs consiste dans ce qu'elles sont plus coûteuses, surtout les forages. Aussi s'efforce-t-on d'effectuer ce type de prospection avec un nombre minimum de sondages, en comblant leur nombre insuffisant par des investigations géophysiques détaillées.

C'est le cas, par exemple, de la prospection du champ Forth en mer du Nord, dont la profondeur dans la région est de 130 m. Il est associé à un grand anticlinal ouvert de dimension 16 × 8 km d'une amplitude de 155 m, qui a été dégagé par des travaux de préreconnaissance. Les dimensions de la maille sismique du point de

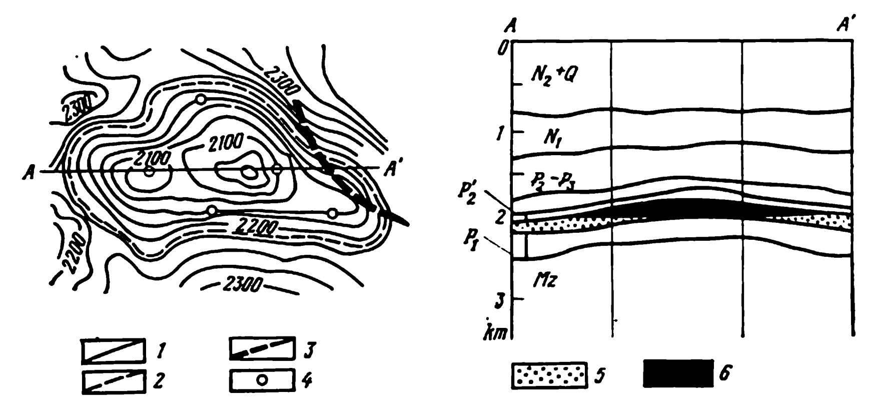


Fig. 115. Carte structurale et profil géologique du champ de Forth
1 — isolignes du toit de l'horizon productif; 2 — contact eau-huile; 3 — accident; 4 — puits; 5 — grès; 6 — gisement de pétrole

fond commun étaient de 5 × 5 km. En 1970 le premier puits de reconnaissance foré d'une plate-forme flottante a donné des venues d'huile de près de 700 t/j. Ensuite, on passa à des prospections sismiques détaillées suivant les profils à point de fond commun avec une maille de 1,5 × 1,5 km, qui ont permis de préciser la configuration du champ et la profondeur de gisement de l'horizon productif. Après quoi ont été forés quatre puits d'exploration (d'extension) distant de 800-1400 m du contour supposé (fig. 115). Il a été établi ainsi qu'aux grès était associé un gisement à « bottom water drive » d'une hauteur de 155 m. Le gas-cap manque, les réserves géologiques étaient estimées à environ 700 mill. de tonnes, tandis que les réserves récupérables à environ 280 mill. t. Ainsi des conditions géologiques favorables et des prospections géophysiques très qualifiées ont permis de découvrir le champ dès le premier sondage de reconnaissance. Le forage d'un puits de reconnaissance et de quatre puits d'exploration en concours avec des données sismiques se sont avérés suffisants pour permettre la détermination des paramètres

du gisement et le calcul des réserves de pétrole. Sur la base de ces données on a projeté d'installer quatre plates-formes fixes à partir desquelles il serait possible de forer jusqu'à 25-27 puits d'exploitation.

Quand la prospection est effectuée depuis des supports fixes, le forage est souvent réalisé par des puits déviés. Un exemple nous

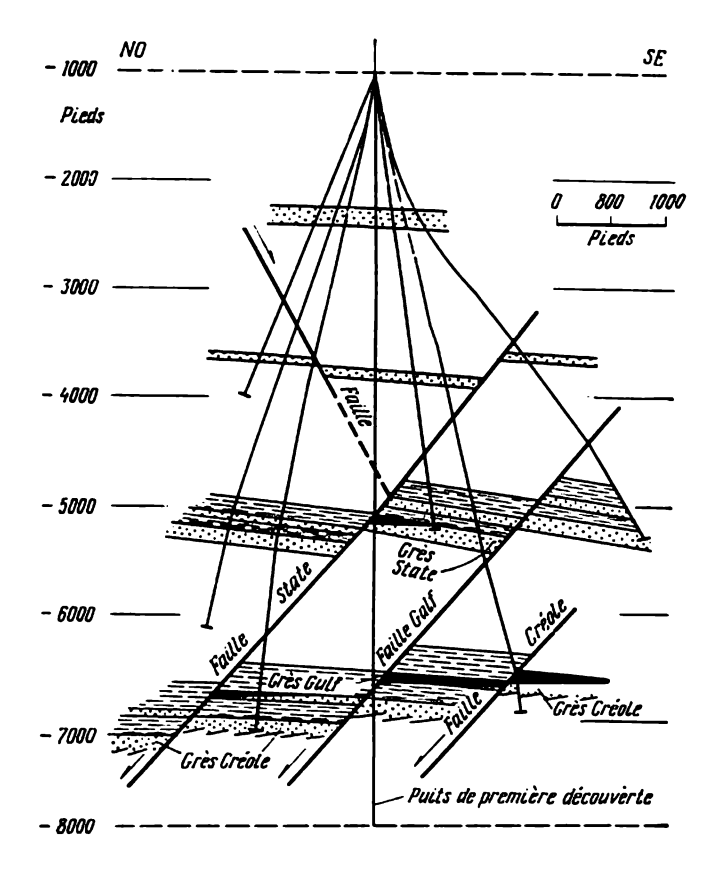


Fig. 116. Profil géologique du champ Créole (d'après Levorsen)

est fourni par l'étude et la mise en valeur du champ de pétrole et de gaz de Créole dans le golfe de Mexique contenant quatre gisements séparés.

La structure est un pli en forme de dôme se disposant au-dessus d'une colonne de sel profondément enfouie. Les pièges sont par failles qui coupent le pli (fig. 116).

Le champ, bien que d'architecture géologique compliquée, a été foré depuis une plate-forme unique installée dans le golfe. La

projection des trous de puits sur un plan horizontal et leur relation avec les plans des failles sont montrées sur la fig. 117 d'où il découle que pour embrasser l'aire pétrolifère il a fallu surmonter de gran-

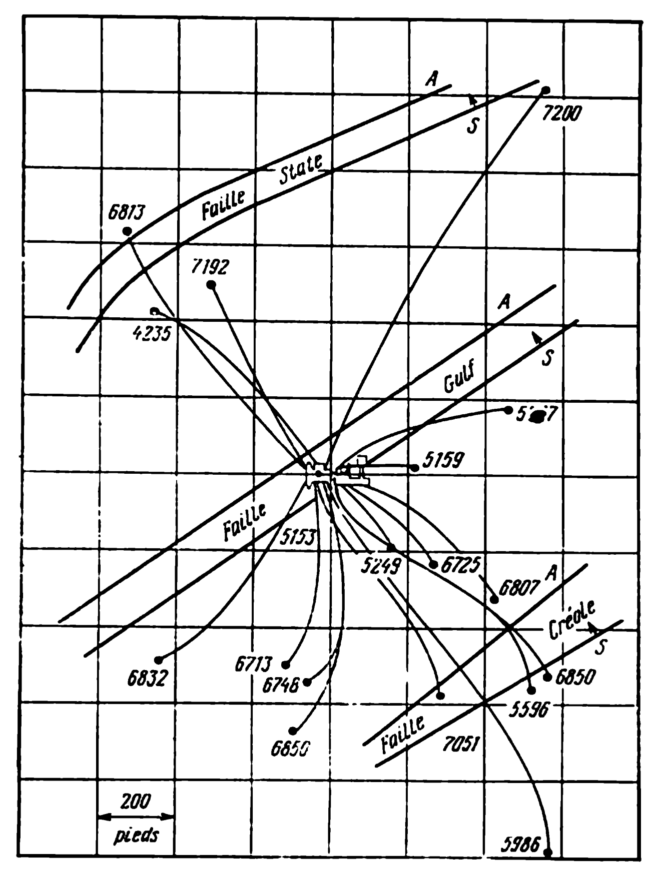


Fig. 117. Projection sur un plan horizontal des trous de puits forés sur le champ Créole depuis une plate-forme unique

S — lèvre soulevée et *A* — lèvre abaissée de la faille. Les chiffres près du front d'attaque donnent la profondeur en pieds

des difficultés techniques pour l'installation des puits dont le coût est compensé par l'économie réalisée sur la construction de supports complémentaires.

§ 2. Exemples de prospection de champs de gaz

En guise d'exemples les plus parlants de prospection accélérée des champs de gaz sur la base d'exploitation commerciale d'essai on peut prendre la prospection du champ de gaz d'Efrémovka à gi-

sements en amas d'Ukraine et le champ multicouche d'Atchak au Nord de la R.S.S. de Turkménistan.

Champ d'Efrémovka. C'est un champ de gaz naturel situé dans la région de Kharkov à l'Ouest du champ de gaz de Chébélinka, qui est rangé dans la catégorie de gros champs. Il est associé à un soulèvement en dôme de dépôts du Permien inférieur et du Carbonifère,

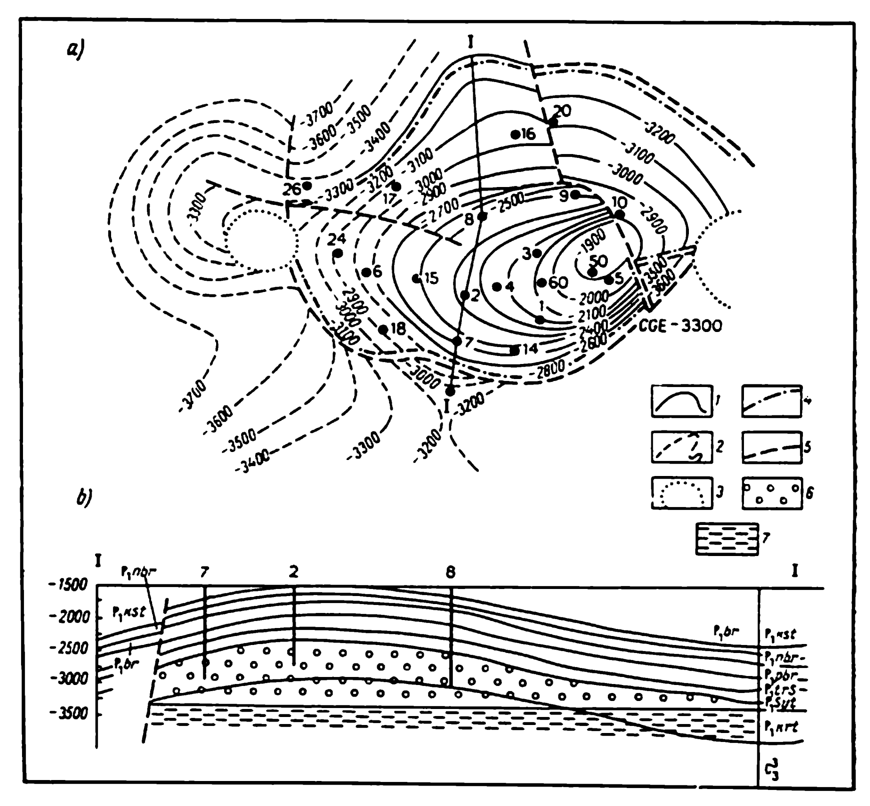


Fig. 118. Carte structurale au toit de la série kartamychienne (*a*) et coupe géologique (*b*) du champ d'Efrémovka

1 — isohypses des données de forage; *2* — isohypses présumées; *3* — colonne de sel; *4* — contour pétrolifère; *5* — accidents tectoniques; *6* — gaz; *7* — eau

qui est affecté de failles (voir fig. 118) et compliqué de colonnes de sel dévoniennes en terminaisons périclinales. La dimension du soulèvement est de 7 × 12 km, d'amplitude de 1400 m. L'amplitude des accidents de failles atteint 1000 m. Le gisement de gaz a été découvert sous la couverture salifère du Permien inférieur dans les terrains du Permien inférieur et du Carbonifère supérieur dans l'intervalle de 1800 à 3375 m de profondeur. Le gisement est en amas, le réservoir naturel est composé de grès granulaires et fracturés et d'aleurolithes de porosité de 7,5-17,5 % et de perméabilité jusqu'à

27 md. Le contact gaz-eau commun passe par la cote — 3300 m pour une hauteur du gisement de 1300 m.

Le forage de reconnaissance a été entrepris sur l'aire en 1965. La même année on a obtenu des venues commerciales de gaz et déjà en 1967 le champ a été mis en exploitation commerciale d'essai. Au début, elle s'effectuait par des puits de reconnaissance et d'exploration 3, 7, 8, mais en 1967-1968 on implanta les premiers puits de développement sur la voûte du champ et la production de gaz a atteint en 1968 près de 1 milliard de m³. Les années suivantes le nombre de puits de développement a augmenté et la production du gaz s'est accrue en 1969 jusqu'à 3,3 milliards de m³, et en 1970 elle atteignit le niveau maximal se montant à 7 milliards de m³. L'exploitation commerciale d'essai du champ a permis de préciser notre savoir sur l'architecture du réservoir naturel, sa productivité en différentes parties du gisement et enfin les réserves totales du gaz. Cette dernière information présentait une importance particulière vu que l'authenticité de l'estimation des réserves par la méthode volumétrique, quand les propriétés et la composition des roches-magasins sont très variées, ne peut être assurée. Dans ces conditions seule la méthode de balance de matière permet d'estimer les réserves de façon suffisamment précise. Cela a été confirmé sur le champ d'Efrémovka où la première estimation des réserves a dû être fortement abaissée.

Champ d'Atchak. Il est associé au pli du même nom composé de couches jurassiques et crétacées; ce dernier occupe la terminaison nord-ouest de la dépression de l'Amou-Daria, aux abords des gazoducs Boukhara-Oural et Asie Cenrale-Centre. La dimension de pli suivant l'assise productive jura-crétacique ne dépasse pas 25 × × 8 km et son amplitude atteint 250 m. Au sein de la coupe du Crétacé et du Jurassique supérieur dans un intervalle des profondeurs de 1500-2150 m il a été dégagé 15 gisements de couche anticlinale (fig. 119) aux réserves totales de gaz de 157 milliards de m³. Les horizons productifs sont essentiellement composés de grès avec passées argileuses, d'argilites et de marnes; leur épaisseur est de 10 à 75 m. La porosité ouverte moyenne des différents horizons varie de 16 à 25 %, la perméabilité de 50 à 300 md, quant au débit de service, il oscille entre 20 et 600 mille m³.

Le champ a été dégagé en 1965 et huit mois plus tard il a été mis en exploitation commerciale d'essai avec une production journalière de gaz de 3 milliards de m³. Le gaz a d'abord été précipité dans le gazoduc Boukhara-Oural, ensuite, dans le gazoduc Asie Centrale — Centre. L'exploitation d'essai du champ a été prévue pour quatre ans (1967-1970), la production annuelle de gaz devant être poussée jusqu'à 9,25 milliards de m³. A cette fin 80 puits ont dû être forés, dont 12 d'exploration et 68 de développement. Les puits d'exploration étaient implantés essentiellement suivant deux profils s'entrecoupant avec espacements de 1,5 à 3,8 km. Les puits d'exploitation étaient forés régulièrement au voisinage du toit avec espacements de 0,5

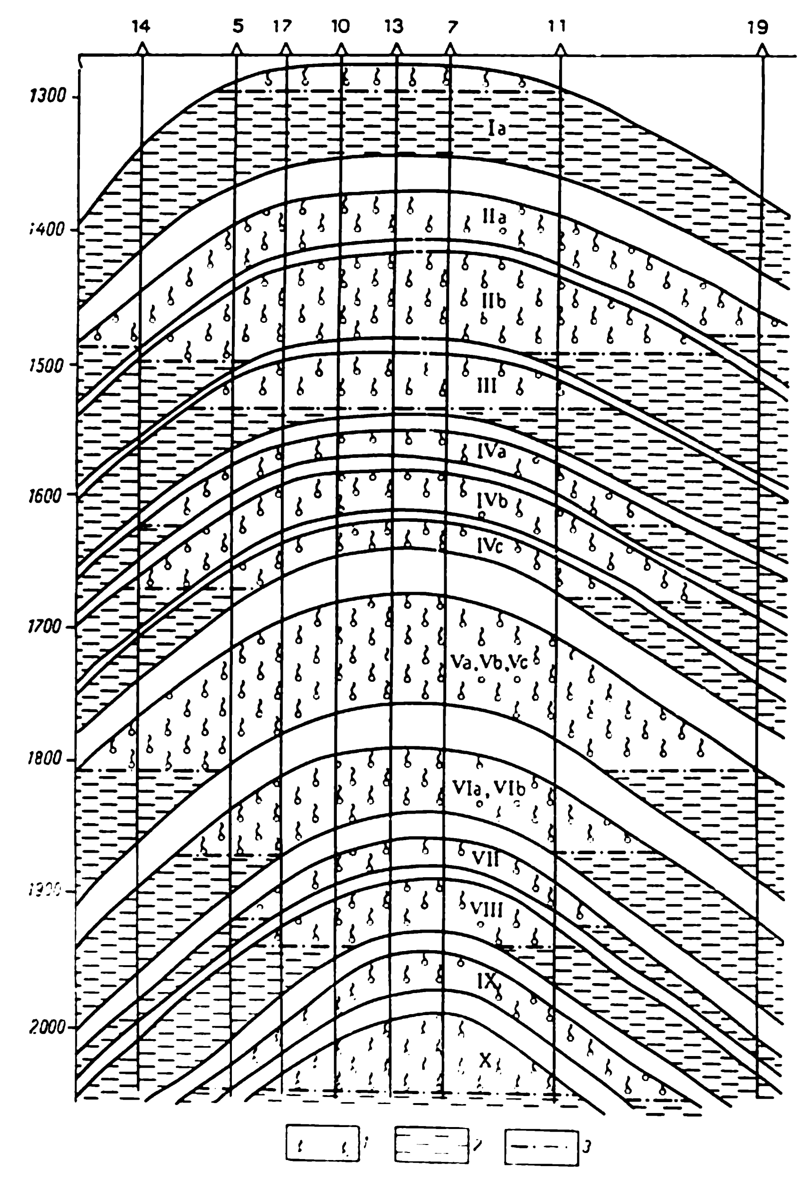


Fig. 119. Profil géologique à travers le champ d'Atchak (d'après V. E. Orel)
1 — gaz ; 2 — eau ; 3 — contact gaz-eau

à 0,8 km. En octobre 1970 l'exploitation commerciale d'essai a pris fin. Vers cette époque il a été foré 20 puits d'exploration dont 14 transmis à l'exploitation, et 43 puits d'exploitation. Le nombre de ces derniers fut abaissé, car les débits réels se sont avérés supérieurs à ceux prévus.

La prospection complémentaire du champ en cours d'exploitation commerciale d'essai était menée en dégageant dans la coupe cinq objets d'exploitation comprenant: I-er objet — les horizons II-III; II-ème objet — les horizons IV *a-b*; III-ème objet — les horizons V*a-b*; IV-ème objet — les horizons VI-VII et V-ème objet — les horizons VIII-X.

L'exploitation commerciale d'essai a permis de mettre en exploitation le champ d'Atchak dans des délais très resserrés, ce qui s'est révélé économiquement rentable et a assuré avant terme la mise en service de la première tranche du gazoduc Asie Centrale-Centre. En outre, dans les mêmes délais resserrés a été résolu le problème de prospection: on a étudié la caractéristique géologique de chantier des principaux horizons productifs, déterminé les régimes de leur exploitation, la caractéristique des gisements à gaz et à condensat et précisé les réserves de gaz et de condensat.

PARTIE 5

APPRÉCIATION GÉOLOGIQUE ET ÉCONOMIQUE DES RÉSULTATS DES PROSPECTIONS DÉTAILLÉES

Chaque stade des prospections détaillées doit s'accompagner de l'appréciation géologique et économique des résultats acquis. Cette appréciation s'attache à deux moments principaux : la détermination de la valeur commerciale du champ et la caractéristique de la qualité et de l'efficacité des travaux réalisés. La plénitude et le détail de chaque appréciation géologique et économique sont fonction des exigences et des possibilités du stade considéré des prospections détaillées.

En outre, l'appréciation géologique et économique d'un champ ne s'attache pas seulement aux résultats du stade d'investigation, mais elle est également utilisée comme moyen de gestion opérationnelle du processus de prospections détaillées. Aussi l'appréciation géologique et économique comprend-t-elle la détermination des paramètres des gisements, de leur authenticité et des indices techniques et économiques de l'exploitation aux moyens desquels est appréciée l'efficacité du stade ou de l'étape des travaux de prospections géologiques.

CHAPITRE XIX

DÉTERMINATION DES PRINCIPAUX PARAMÈTRES DES GISEMENTS ET CALCUL DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Il est rationnel d'étudier les méthodes de détermination des paramètres des gisements de pétrole et de gaz successivement, à mesure que parvient l'information des prospections détaillées. L'étude des carottes, des déblais, le contrôle direct du forage, et les investigations géophysiques de chantier permettent, dès les premiers puits de reconnaissance, d'établir le type de la roche-magasin, d'estimer sa capacité, son imprégnation en pétrole et ses propriétés filtrantes. L'analyse des propriétés mentionnées et de leurs rapports permet de dégager l'épaisseur efficace des terrains dans les coupes de sondage. L'accumulation de pareille information concernant une série de sondages permet de juger de l'extension de la couche et des variations de son épaisseur sur l'aire, ce qui, ajouté aux données sur le plan structural et sur les contacts de l'huile (du gaz) avec l'eau et de l'huile avec le gaz, autorise l'estimation du volume occupé par le pétrole (le gaz).

La généralisation des données d'échantillonnage et d'investigation des puits, de prélèvement et de l'étude d'échantillons d'huile, de gaz et d'eau de fond et de surface permet de juger de la productivité, du régime du gisement et du coefficient de récupératon du pétrole et du gaz.

§ 1. Détermination de la capacité d'une roche-magasin

La capacité d'une roche-magasin est fonction des processus de sa formation et de ses subséquentes variations secondaires. Suivant la prépondérance de telle ou telle forme de capacité, on distingue les roches-magasins poreuses, fracturées, caverneuses et diverses combinaisons de ces dernières.

La capacité d'une roche-magasin poreuse est due à l'espace intragranulaire. Les grains entrant dans la roche peuvent être de quartz, de feldspath et, plus rarement, calcaires (oolithiques). Le ciment est le plus souvent de l'argile et plus rarement une matière carbonatée. A ce type de roches-magasins appartiennent les sables, les grès, les aleurites, les aleurolithes et les calcaires oolithiques. En cas de fractions compactes de roches, la capacité peut résulter des fractures, et la roche-magasin sera alors appelée roche à pores et fractures. La capacité d'une roche-magasin poreuse se caractérise par l'indice de

porosité k égal au rapport du volume des pores de l'échantillon de roche V_p à celui de l'échantillon même $V_é$:

$$k_p = \frac{V_p}{V_é}, \qquad \text{(XIX.1)}$$

Dans la pratique, on utilise souvent au lieu de l'indice de porosité exprimé en fraction d'unité, la porosité de la roche exprimée en pour cent:

$$k_p = \frac{V_p}{V_é} \cdot 100\%. \qquad \text{(XIX.2)}$$

On distingue la porosité *absolue* ou totale, définie par la différence entre le volume de l'échantillon et celui de la matrice constituée par ses grains. Pour déterminer cette porosité, l'échantillon de roche est débité en ses grains constituants.

En outre, on dégage la porosité *ouverte* ou de saturation, qui prend en compte le volume des pores reliés entre eux que remplissent les fluides pour une pression donnée (dans le vide). Les formules ci-dessus se rapportent aussi bien à la porosité absolue qu'à la porosité ouverte.

La porosité *effective* ou *utile* ne tient compte que du volume des pores ouverts saturés d'huile ou de gaz et défalqué de l'eau liée des pores. L'indice de porosité effective se définit comme le produit de l'indice de porosité ouverte par le facteur de saturation en pétrole (en gaz).

Les roches-magasins fracturées (fissurées) se caractérisent par le fait que leur capacité est principalement due aux fractures. Toutefois, sous forme pure, ces roches-magasins se rencontrent rarement (schistes argileux, roches ignées massives). Le plus souvent les roches-magasins fracturées sont composées de terrains carbonatés. Les propriétés des roches-magasins sont acquises par ces terrains du fait de l'apparition de fractures ainsi que de la présence de pores dans la matrice de la roche.

La capacité des fractures s'établit à 10 % au plus de la porosité de la matrice. C'est lié, à ce qui semble, au fait que l'ouverture des fractures ne dépasse pas en profondeur 0,1 mm.

Les roches-magasins caverneuses à l'état pur se rencontrent comme une exception. La capacité caverneuse s'accompagne habituellement des capacités de fracture et intergranulaire.

La méthode de détermination de la capacité est essentiellement fonction de la nature de la roche-magasin. La capacité intergranulaire s'établit avant tout d'après les carottes et les données de géophysique de chantier. La fracturation, la cavernosité et les capacités des roches-magasins ne peuvent être déterminées de façon sûre que par des investigations hydrodynamiques ainsi que d'après les photodiagraphies des puits permettant d'apprécier la densité des fractures.

L'indice de porosité des roches-magasins terrigènes peut varier aussi bien suivant la coupe que suivant l'aire. Sa valeur moyenne

est calculée pour chaque puits sous forme de moyenne pondérée de l'épaisseur d'après les valeurs fournies par le carottage ou d'après les données géophysiques de chantier. Les valeurs de la porosité obtenues par carottage sont étendues aux secteurs de la coupe par rattachement de la carotte au diagramme de diagraphie.

En cas de distribution relativement régulière des puits et d'une variation insignifiante de l'épaisseur efficace, la valeur moyenne de la porosité du gisement se calcule comme la moyenne arithmétique des valeurs moyennes de la porosité des différents puits, tandis que dans le cas d'une distribution irrégulière des puits, elle est calculée comme la moyenne pondérée sur l'aire. Dans le second cas on établit au préalable la carte d'isolignes d'égales valeurs de la porosité.

La valeur moyenne de l'indice de porosité des roches-magasins terrigènes varie pour des gisements concrets dans des limites étroites (pour les gisements aux roches-magasins sableuses de 0,18 à 0,22, pour les gisements associés à des aleurolithes de 0,12 à 0,15). Aussi aux stades primaires de prospection de ces gisements la porosité peut se déterminer par analogie. La carotte prélevée dans les premiers puits de reconnaissance et d'exploration permet de déterminer approximativement la porosité moyenne. La subséquente utilisation des carottes et des matériaux de géophysique de chantier offre la possibilité d'estimation sûre de la valeur moyenne de l'indice de porosité et d'étude de la répartition de cet indice sur l'aire et dans le volume du gisement.

§ 2. Détermination de la saturation en pétrole et en gaz

Dans un gisement de pétrole (de gaz) le pétrole (le gaz) ne remplit pas tout le volume des pores, une partie en est occupée par de l'eau résiduelle (liée). L'eau liée se trouve dans la roche-magasin sous forme de pellicules (films) recouvrant d'une fine couche les particules de la roche, ainsi qu'en guise d'eau capillaire. Elle ne participe pas au mouvement du liquide dans le milieu poreux au cours d'une exploitation standard. La quantité d'eau liée est fonction de la nature de la roche et des dimensions des pores.

Le contenu de pétrole dans une roche-magasin est défini par le facteur de saturation en pétrole indiquant la partie des pores de leur volume total qui est occupée par le pétrole ainsi que celle réservée à l'eau liée. Si le volume de tous les pores ouverts vaut V_0, on peut le représenter comme la somme des pores remplis de pétrole V_p et des pores remplis d'eau V_e:

$$V_0 = V_p + V_e. \tag{XIX.3}$$

Alors

$$k_p = \frac{V_p}{V_0}. \tag{XIX.4}$$

$$k_e = \frac{V_e}{V_0}; \tag{XIX.5}$$

où k_p est le facteur de saturation en pétrole,
k_{p}. le facteur de saturation en eau.
De ces rapports il vient évidemment que $k_p + k_e = 1$.

Le contenu de l'eau liée dans les roches imprégnées de pétrole varie de 0,06 à 0,70. Si les particules de la roche sont hydrophobes, la quantité de l'eau liée peut s'abaisser sensiblement et être inférieure à 0,003-0,008.

Les sables et les grès contiennent plus d'eau liée que les roches carbonatées. Les grès à grains fins de faible perméabilité ont une haute teneur en eau liée.

Le facteur de *saturation initiale* en pétrole ne se détermine que par des méthodes indirectes : d'après la teneur en eau liée des carottes prises avec des boues déshydratées, d'après la simulation de l'eau liée dans des échantillons de roches en laboratoire et d'après les données d'études géophysiques de chantiers de sondage. Les résultats les plus authentiques sont fournis par la première et la troisième méthodes de détermination de la saturation initiale en pétrole.

La simulation du déplacement de l'eau de gisement des carottes par de l'huile en place fournit des valeurs moins certaines de la saturation initiale en pétrole, car avec la sortie à la surface des carottes les rapports de gisement entre l'huile et l'eau liée sont rompus. Les déterminations au laboratoire de l'imprégnation en pétrole ne fournissent que la grandeur de la *saturation résiduelle en pétrole*. Cette caractéristique est importante car elle permet de déterminer le coefficient de déplacement, principal indice de la productivité de l'intervalle considéré des roches :

$$\eta_{\text{dép}} = \frac{k_i - k_r}{k_i}, \qquad \text{(XIX.6)}$$

où $\eta_{\text{dép}}$ est le coefficient de déplacement, k_i et k_r, respectivement les facteurs de saturation en pétrole initiale et résiduelle, réduits aux conditions du gisement.

La valeur moyenne du facteur de saturation initiale en pétrole se détermine dans chaque puits par pondération en considération de l'épaisseur de l'intervalle correspondant. La valeur du facteur de saturation en pétrole ne demeure pas constante au sein du gisement. Dans la zone interne du contour pétrolifère ce facteur atteint 0,90-0,92 en décroissant régulièrement vers le mur du gisement, son contact eau-huile, jusqu'à 0,80-0,60. Au mur du gisement le facteur de saturation en pétrole s'abaisse jusqu'à une valeur critique, au-dessous de laquelle il s'écoule du réservoir de l'huile avec l'eau. La valeur moyenne du facteur de saturation en pétrole s'obtient des valeurs pondérées suivant le volume.

Pour tous les gisements de pétrole on observe en général une diminution de la saturation en pétrole à mesure que l'on s'approche du contact eau-huile. Aussi est-il important de la déterminer au moins pour deux zones : la zone de saturation complète en pétrole de la couche et celle voisine de la surface du contact eau-huile. La détermina-

tion de la saturation en pétrole dans plusieurs puits peut fournir une valeur moyenne suffisamment sûre. Il est important de s'attacher à l'amélioration des méthodes de détermination de la saturation en pétrole, et, en particulier, à l'accroissement des prélèvements des carottes dans des boues calcairo-bitumineuses non filtrantes.

§ 3. Détermination de la perméabilité

La faculté des roches de se laisser traverser par le liquide, les gaz ou leur mélange en cas d'un gradient de pression est appelée perméabilité. Elle est fonction de l'arrangement du milieu poreux, de la dimension et de la forme des canicules, du degré de leur communicabilité et est indépendante de la nature du liquide s'il n'existe pas d'interaction physico-chimique entre le liquide et la roche.

L'unité de perméabilité est le darcy (d). Le darcy correspond à la perméabilité d'un milieu poreux dont le débit du liquide de viscosité 1 cp* par 1 cm à travers une section droite de 1 cm^2 sous l'effet d'un gradient de pression de 1 kgf/cm^2 vaut 1 cm^3/s. La dimension du darcy s'exprime en cm^2. Généralement la perméabilité est exprimée en des unités plus faibles, le millidarcy (md) qui est le millième du darcy. La perméabilité varie pour une même roche-magasin suivant que le milieu poreux laisse passer un fluide homogène ou des mélanges de liquides et de gaz différents. On distingue en conséquence la perméabilité absolue, effective et relative de la roche.

La perméabilité *absolue* caractérise la nature du milieu même, les propriétés physiques de la roche et peut être déterminée par injection sous pression de différents fluides homogènes. La perméabilité est déterminée d'après des carottes de roches productives ou aquifères suivant deux directions: perpendiculaire et parallèle à la stratification.

La perméabilité *effective* est propre à la roche imprégnée de liquides et de gaz en différentes proportions. Dans ce cas à travers le milieu poreux circule essentiellement de l'huile, de l'eau ou du gaz suivant les rapports d'huile, d'eau ou de gaz dans le milieu.

La perméabilité *relative* est le rapport de la perméabilité effective du milieu pour l'huile, l'eau ou le gaz à la perméabilité absolue du milieu poreux et constitue une grandeur sans dimension.

On a donné sur la fig. 120 les mesures obtenues expérimentalement de la perméabilité relative d'un milieu poreux pour le pétrole lampant k_{pr} et de l'eau k_{er}.

Sur la fig. 123 on voit que la perméabilité relative pour le pétrole lampant décroît rapidement avec l'élévation du facteur de saturation en eau k_e. C'est ainsi qu'avec une augmentation de saturation en eau jusqu'à 50 % la perméabilité relative du pétrole lampant s'abaisse jusqu'à 20 %, autrement dit diminue de 5 fois par rapport à la perméabilité au cas où le milieu poreux est complètement imprégné

---

* Un poise (1P) vaut dans le système SI 0,1 Pa/s.

rien que de pétrole lampant. Avec l'élévation de la saturation en eau jusqu'à 80 % la perméabilité pour le pétrole lampant devient nulle, c'est-à-dire qu'à travers le milieu poreux ne filtrera que de l'aeu.

La perméabilité des roches peut aussi être déterminée en dehors des laboratoires, en utilisant les données de géophysique de chantier ainsi que par traitement spécial des matériaux d'investigations hy-

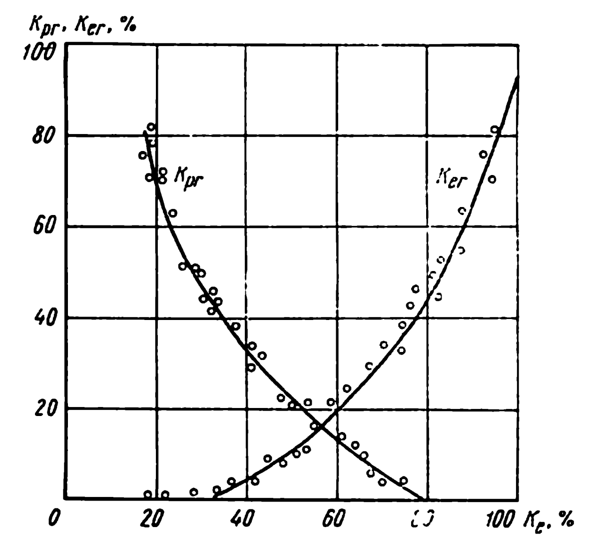


Fig. 120. Relation entre les perméabilités effectives et la saturation en eau du milieu poreux

drodynamiques des puits. Ces données permettent de caractériser la perméabilité des volumes plus grands de la couche.

La perméabilité des roches pétrolières varie très largement, de quelques millidarcy jusqu'à plusieurs darcy. Elle varie fortement également au sein d'un même gisement. Si l'on n'observe pas de régularités dans ces variations, la perméabilité est déterminée pour le gisement dans son ensemble comme une quantité arithmétique moyenne. Si, par contre, la régularité régissant ces variations est établie, on dégage, suivant l'aire ou la coupe, les zones de perméabilité relativement identique en plan ou les intervalles de la coupe à limites d'oscillation plus étroites des valeurs de perméabilité.

§ 4. Détermination de l'épaisseur de la couche

En étudiant une coupe, on considère l'épaisseur totale, du toit au mur de l'horizon ou de la couche; l'épaisseur effective, c'est la puissance de la coupe avec déduction des épaisseurs des passées de roches ne constituant pas des réservoirs (argileuses ou autres) ainsi que des parties des roches-magasins ne satisfaisant pas aux condi-

tions de porosité, de perméabilité et de saturation en pétrole; l'épaisseur effective saturée en pétrole (en gaz), qui est la partie de la couche imprégnée de pétrole (de gaz). Dans les limites internes du contour pétrolifère l'épaisseur effective de saturation en pétrole coïncide en grandeur avec l'épaisseur effective. Dans la zone eau-huile l'épaisseur de saturation en pétrole est déterminée dans l'intervalle allant du toit de la couche à la surface de contact eau-huile.

Avec la prise en compte du débit minimal possible, on peut adjoindre à l'épaisseur effective de saturation en pétrole les passées où le coefficient de déplacement du pétrole par l'eau est supérieur à zéro, c'est-à-dire que de cet intervalle il est possible d'extraire une quantité quelconque de pétrole.

Les roches-magasins peuvent également être distinguées suivant la grandeur de leur saturation en pétrole; on rattache aux roches-magasins toutes les passées dont la saturation en pétrole dépasse la valeur minimale pour laquelle la perméabilité effective pour le pétrole et, partant, le coefficient de déplacement valent zéro. Il n'est pas toujours possible d'obtenir ces caractéristiques pour toute la coupe de sondage. Aussi les roches-magasins se déterminent-elles d'après les indices indirects avec la prise en compte d'une série de caractère. C'est ainsi qu'en déterminant les roches-magasins à porosité intragranulaire on utilise deux groupes de caractères: *a*) les caractères témoignant de la filtration des boues dans la couche; *b*) les caractères se dégageant de la comparaison des valeurs de tel ou tel indice géophysique avec sa valeur limite correspondant à la situation quand la roche-magasin cesse de l'être. Dans le premier groupe de caractères sont par exemple rangés: le resserrement du diamètre du puits sur le diagramme de diamétrage par rapport au normal, les accroissements « positifs » sur les micrologs, la variation dans le temps d'indices géophysiques avec la répétition des investigations et autres.

Pour déterminer les roches-magasins d'après les caractères du second groupe, on fixe les limites des propriétés géophysiques à l'aide de différents facteurs de dépendance (doubles ou multiples) entre la perméabilité, la porosité, la saturation résiduelle en eau et la saturation en pétrole, le coefficient de déplacement, le coefficient spécifique de productivité et les indices géophysiques: amplitude relative du profilage sismique, les indications de la méthode gamma, de la diagraphie neutron-gamma, etc. On recourt également à des confrontations directes des résultats d'échantillonnage d'intervalles géophysiquement homogènes avec leurs caractéristiques diagraphiques.

Sur la réunion des caractères du premier et du second groupes s'appuie la détermination des roches-magasins par « normalisation », qui consiste à comparer les diagrammes de diagraphie par induction ou par laterlog aux diagrammes de l'une des méthodes fixant la porosité des roches (diagraphie neutron-gamma ou acoustique). Avec ce procédé, les roches-magasins sont déterminées dans les intervalles de divergeance des courbes de diagraphies mentionnées, les tronçons des courbes en coïncidence correspondent aux non-réservoirs.

Pour déterminer les roches-magasins fracturées, on effectue quelquefois des études spéciales: a) réinvestigations par laterlog après dépression supplémentaire sur les roches (diagraphie-pression-diagraphie); réinvestigations par laterlog avec modification de minéralisation des boues de forage avant la seconde mesure (« méthode de deux solutions »). Avec la méthode « diagraphie-pression-diagraphie », la roche-magasin s'établit dans les intervalles d'accroissement de la courbe du laterlog. Avec la « méthode de deux solutions », la

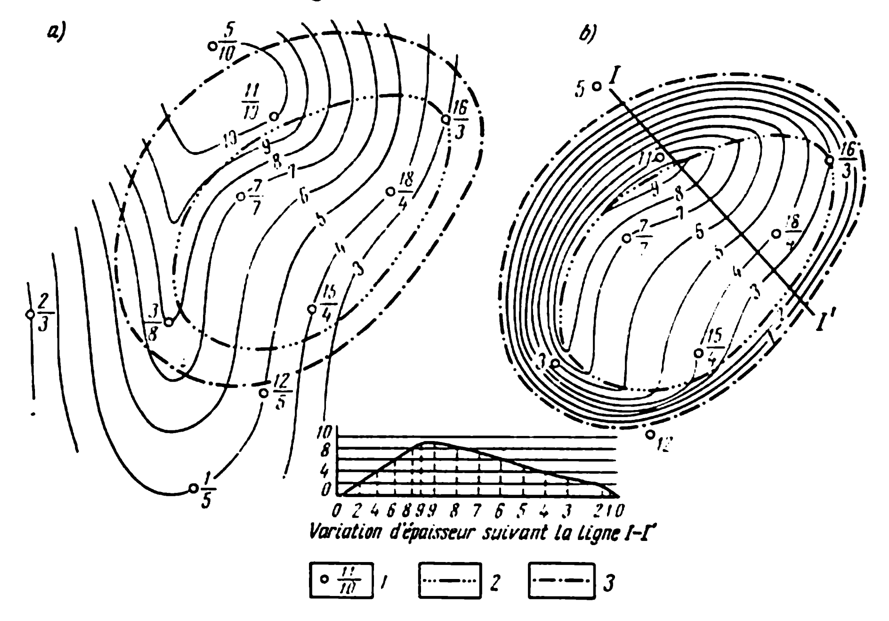


Fig. 121. Etablissement de la carte de l'épaisseur de saturation effective

A — carte de l'épaisseur effective; *B* — carte de l'épaisseur de saturation effective; *1* — puits: au numérateur — le numéro du puits, au dénominateur — l'épaisseur effective de la roche-magasin en m; *2* — contour pétrolifère intérieur; *3* — contour pétrolifère extérieur

roche fracturée est recherchée sur les tronçons où les courbes de première et de seconde mesures divergent en cas de leur coïncidence sur les tronçons de l'absence des roches-magasins.

L'épaisseur effective varie plus ou moins au sein d'un gisement. Les valeurs de l'épaisseur dans les différents puits peuvent se modifier sur l'aire soit de façon régulière soit sans aucune raison apparente. Dans la zone eau-huile l'épaisseur varie habituellement de façon régulière, de la valeur maximale sur le contour pétrolifère interne jusqu'à zéro sur le contour externe.

En cas de variation désordonnée, le paramètre de l'épaisseur moyenne est calculé au sein du contour interne comme la moyenne arithmétique des valeurs possédées de l'épaisseur. Dans la partie à eau-huile la valeur moyenne de l'épaisseur est approximativement égale à la moitié de la valeur moyenne mentionnée. Si les variations des

valeurs de l'épaisseur sont régulières, on dresse alors pour la zone de saturation complète en pétrole, comme pour celle d'eau-huile, des cartes d'épaisseur de saturation effective en pétrole, tandis que l'épaisseur moyenne est calculée comme la moyenne pondérée, en se servant en guise de poids d'aires des plages correspondantes de la carte.

Les cartes des épaisseurs de saturation effective en pétrole sont établies séparément pour la zone de saturation complète en pétrole et pour la zone eau-huile. On commence par construire la carte des épaisseurs effectives, sur laquelle on porte le contour pétrolifère interne délimitant la zone de saturation complète en pétrole. Pour la zone eau-huile les isopaques sont menées en interpolant les valeurs de l'épaisseur sur le contour interne et la valeur zéro sur le contour externe avec prise en compte des valeurs de l'épaisseur établies dans différents puits de cette zone (fig. 121).

§ 5. Détermination des limites du gisement

Les limites du gisement (ou l'aire de son extension) sont définies par la surface structurale, le plan des contacts eau-huile ou gaz-eau, la ligne de biseautage ou de changement de roches-magasins. Dans le cas le plus simple les limites du gisement sont définies par la ligne d'intersection de la surface structurale avec celle des contacts eau-huile ou gaz-eau.

La sûreté de la détermination de l'aire est essentiellement fonction de la qualité de la carte de la surface structurale, surtout dans les parties bordières des structures du type des plates-formes. Pour élever la précision des surfaces structurales, il faut, en les dressant, utiliser non seulement les données du forage profond mais également celles de la prospection sismique ou du forage structural en recourant, si besoin est aux méthodes spéciales d'établissement des cartes.

La position des contacts huile-eau, gaz-eau ou gaz-huile peut être déterminée en différents points du gisement d'après la carotte, les données d'échantillonnage ou les mesures de géophysique de chantier. La position approchée du contact eau-huile (gaz-eau, gaz-huile) peut être déterminée d'après les données d'échantillonnage de deux puits voisins dont l'un a fourni du pétrole (du gaz) et l'autre de l'eau (de l'huile au cas du contact gaz-huile). La précision de détermination des contacts dépend dans ce cas de l'écart en hauteur entre les intervalles d'échantillonnage des puits dans chaque couple.

Quand avec l'échantillonnage d'un puits à partir de deux intervalles différents d'un même horizon on obtient de l'eau et de l'huile, la position du contact eau-huile s'établit en hauteur comme la moyenne arithmétique des cotes des trous de perforation supérieurs ayant donné de l'eau et des trous inférieurs ayant donné de l'huile. Si d'un intervalle de perforation on obtient de l'huile avec de l'eau, la position du contact eau-huile est conventionnellement rapportée au milieu de cet intervalle, en l'élevant ou en l'abaissant suivant le rapport entre la quantité d'huile et d'eau dans la production du puits.

D'après les données de géophysique de chantier il est possible de déterminer de la façon la plus sûre la position du contact eau-huile quand les caractéristiques géophysiques de saturation en pétrole et en eau d'une couche se différencient fortement et, à plus forte raison, si l'eau de gisement est très minéralisée.

Dans les roches-magasins où la saturation est de nature variable (zone intermédiaire), on détermine deux limites du gisement. L'une correspond à la limite inférieure de venues d'huile pratiquement démunies d'eau, et elle est établie d'après la saturation en huile (en eau) critique à laquelle, en vertu des perméabilités effectives, commence la filtration simultanée d'huile et d'eau. Lors du calcul des réserves, cette surface conventionnelle est assimilée au contact eau-huile. L'autre limite définit la limite inférieure des afflux d'huile avec eau et est fixée d'après les valeurs de la saturation en pétrole (en eau) au-dessous de laquelle on ne peut obtenir dans la roche-magasin concernée que de l'eau.

Lorsque la zone de venue biphasée d'huile et d'eau est très épaisse, elle doit constituer un objet séparé de calcul des réserves et d'exploitation. Pour définir plus précisément les limites d'un gisement, on construit des graphiques analogues à celui représenté sur la fig. 122, qui permettent la confrontation des valeurs de la saturation en pétrole et de la résistivité ρ_p définie d'après le laterlog ou la diagraphie par induction.

Dans les gisements à pétrole et à gaz le contact gaz-huile est défini par des multiples investigations au sein de la colonne à l'aide de la méthode neutron-gamma. Dans la partie de la roche imprégnée de gaz les indications de la méthode neutron-gamma croissent régulièrement avec le temps, tandis que dans la partie imprégnée d'huile elles demeurent pratiquement constantes. Le contact gaz-huile est établi au mur de la zone d'indications de la méthode neutron-gamma croissant avec le temps. Ce procédé est applicable dans les gisements situés au-dessus de 3 km, quand la densité et la teneur en hydrogène du gaz et de l'huile se distinguent fortement.

A l'étape de reconnaissance ou au début de l'exploration, la position du contact eau-huile et, surtout, du gaz-eau peut être déterminée par le calcul suivant les formules données au § 4 du ch. XVII. Ces formules permettent d'obtenirr de façon sûre la position des contacts au cas d'une grande différence entre les densités des différents fluides.

La surface du contact eau-huile peut être horizontale, oblique ou complexe. La position horizontale du contact eau-huile est due aux forces de gravitation (répartition des fluides suivant leur densité) si d'autres facteurs n'interviennent pas. Sous l'action du mouvement des eaux de gisement, fait caractéristique pour nombre de gisements pétroliers de la partie orientale de la plate-forme Russe, le contact eau-huile devient oblique. La variation des cotes du contact eau-huile pour une hauteur relativement faible du gisement atteint parfois plusieurs mètres. La différence entre les cotes du contact eau-huile

peut être due aux particularités lithologiques de l'arrangement des couches, à la structure du milieu poreux des roches-magasins et à l'effet capillaire.

La position de la surface est assimilée à l'horizontale dans le cas où la différence des cotes du contact eau-huile en des points diffé-

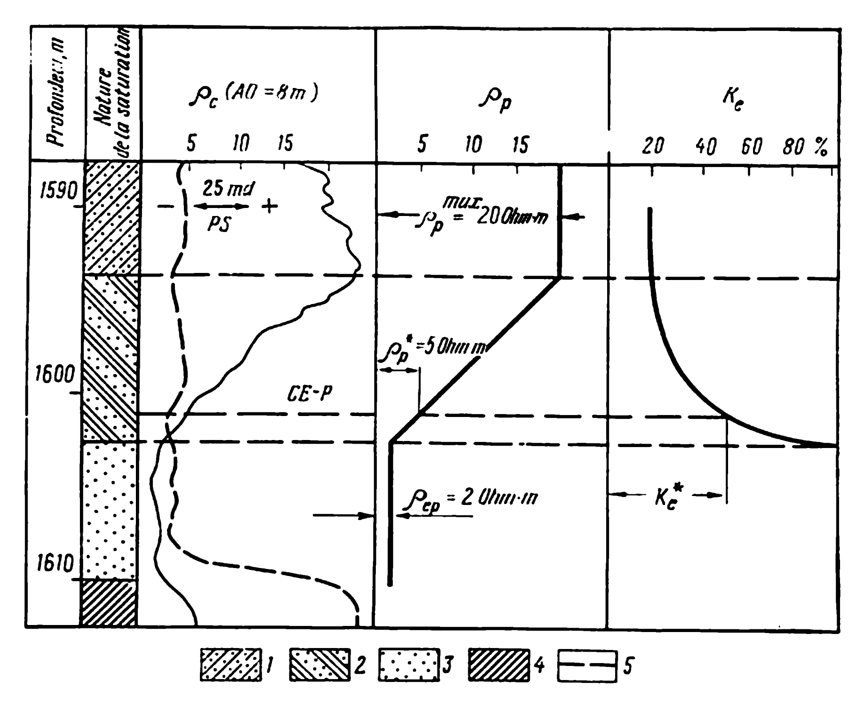


Fig. 122. Détermination du contact eau-huile dans une roche-magasin à imprégnation variable en pétrole (d'après B. Y. Vendelstein)

1 — roche-magasin à saturation maximale; 2 — roche-magasin à saturation en pétrole variable; 3 — roche-magasin saturée d'eau; 4 — roche ne pouvant servir de réservoir; 5 — contact eau-pétrole

rents du gisement n'est pas plus grande que l'erreur sur leur détermination en ces points.

Au cas où la surface du contact est oblique ou complexe, elle se représente en isohypses dont la section dans les conditions de plates-formes est prise égale à 2 m.

Pour un contact eau-huile horizontal, le contour est tracé suivant l'isohypse égale à la cote du contact eau-huile. Avec un contact oblique, le contour du gisement suit la ligne d'intersection de la surface structurale avec celle du contact eau-huile, les lignes des contours coupant sur la carte les isohypses de cotes différentes. Pour les gisements en couche, on établit deux contours — intérieur et extérieur —, tandis que pour les gisements en amas seulement le contour extérieur.

Quand la couche finit en biseau ou s'il se produit un changement de faciès, la détermination des limites du gisement se complique sensiblement. En cas des couches en biseau, la limite du gisement est tracée d'après la valeur zéro de l'épaisseur. En cas de disparition de la couche productive, la limite du gisement passe par le milieu de la distance séparant les puits ayant constaté la présence et l'absence de la couche. Dans les deux cas il peut y avoir des « fenêtres » sur l'aire du gisement pour cause d'absence de couche ou de son remplacement par des terrains imperméables. Quelquefois en cas de changement de faciès la limite du gisement se définit d'après la valeur de conditionnement de la porosité, de la perméabilité ou, mieux encore, d'un quelconque paramètre complexe, par exemple, du produit de l'épaisseur de saturation effective en pétrole et du coefficient α_{pr} traduisant de façon satisfaisante les débits des puits.

On distingue les gisements de contour eau-huile complet (en couche anticlinale et en amas) et les gisements de contour complexe composé de secteurs aux limites variées: par contact eau-huile, par biseau lithologique, par coupure stratigraphique, par accident tectonique.

Il faut distinguer les aires pétrolifères des gisements et les aires pétrolifères d'un champ. L'aire d'un gisement est un paramètre pris en compte lorsqu'on calcule les réserves et l'on projette la mise en exploitation. L'aire d'un champ détermine les limites de la plus grande extension dans le plan de tous les gisements composant le champ concerné. Cette aire est prise en compte quand on procède à l'aménagement d'un chantier, sur sa base est réalisée la concession de mine, c'est-à-dire on délimite le terrain pour la construction du chantier.

§ 6. Détermination des propriétés physiques du pétrole

La *densité du pétrole* est déterminée en laboratoire d'après les échantillons de surface dans des conditions standard (à la surface) ou d'après les échantillons de fond dans les conditions des pressions et des températures de gisement. Dans ce dernier cas, en calculant les réserves, il faut s'abstenir du *facteur de contraction* utilisé pour ramener les réserves de pétrole en gisement aux conditions standard de la surface.

Le facteur de contraction est la grandeur inverse du *facteur volumétrique de pétrole de gisement* défini par le rapport du volume de l'échantillon de pétrole de gisement au volume du même échantillon après libération de l'huile des gaz dissous dans les conditions standard. Le facteur volumétrique indique le volume occupé au sein du gisement par 1 m^3 d'huile ; amené à la surface, il est toujours supérieur à l'unité et varie entre 1,1 et 1,7 et plus.

En déterminant le facteur volumétrique du pétrole de gisement, on ne doit pas négliger le procédé de dégazage employé : par contact ou par différentiation, chacun libérant une quantité différente de

gaz. Il est nécessaire d'utiliser le procédé qui correspond le plus aux conditions de production, de collection et de préparation du pétrole et du gaz. En particulier, il est avantageux d'utiliser la méthode de détermination des réserves du gaz associé au pétrole en l'effectuant par composantes.

En projetant une mise en exploitation, il est très important de déterminer de façon précise la *viscosité du pétrole* (*du gaz*) qui caractérise la résistance au déplacement mutuel des particules du fluide. La viscosité du pétrole diminue avec l'élévation de la température et l'augmentation de la quantité de gaz dissous.

Lorsqu'on fait une prise d'échantillons de fond pour déterminer les propriétés physiques du pétrole, il faut prévoir la variabilité de ces propriétés au sein du gisement. Elles varient de façon particulièrement intense dans les gisements où la température et la pression se modifient brusquement, phénomène propre aux champs divisés par des accidents tectoniques en des blocs isolés.

Il faut donc en conséquence choisir les échantillons de fond en divers points du gisement se trouvant à des niveaux hypsométriques différents.

La variabilité des propriétés du pétrole dans des conditions de gisement peut être due à la nature des modifications dans les propriétés lithologo-physiques des roches-magasins, fait dont il faut tenir compte aussi lorsqu'on choisit les échantillons de pétrole et l'on détermine les valeurs moyennes de la densité, de la viscosité ainsi que d'autres propriétés.

§ 7. Détermination de la productivité d'un gisement

La productivité est une des importantes caractéristiques de la valeur commerciale et de l'efficacité économique de l'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz. Elle est appréciée au moyen de débits des puits (c'est-à-dire la production journalière mesurée en t/j ou m^3/j) et de coefficients de productivité.

Les *débits* de pétrole des puits se déterminent au cours de la prospection par des mesures soit périodiques des quantités de pétrole emmagasinées dans des bacs de jaugeage, soit en permanence à l'aide de débitmètres. Les débits sont déterminés en productions horaires puis sont recalculés en productions journalières.

Le *coefficient de productivité* est le rapport du débit journalier Q à la dépression Δp, c'est-à-dire à la différence entre les pressions de gisement p_g et de fond p_f:

$$K = \frac{Q}{p_g - p_f} = \frac{Q}{\Delta p}. \qquad \text{(XIX.7)}$$

K est mesuré en $\frac{t}{(\text{jour}\cdot\text{kgf/cm}^2)}$ ou $\frac{m^3}{(\text{jour}\cdot\text{kgf/cm}^2)}$.

Le coefficient de productivité se détermine par traitement des résultats d'investigations exposées au § 6 du ch. XI.

A des régimes de service différents on obtient les valeurs des dépressions et les valeurs correspondantes des débits de pétrole. Avec ces données on construit les courbes de dépendance du débit du puits de la variation de la pression de fond, qui sont appelées diagrammes d'indicateur (fig. 123). La forme de la courbe peut varier et elle dépend pour l'essentiel du régime du gisement, des modes de filtration, de la composition des liquides en mouvement, etc.

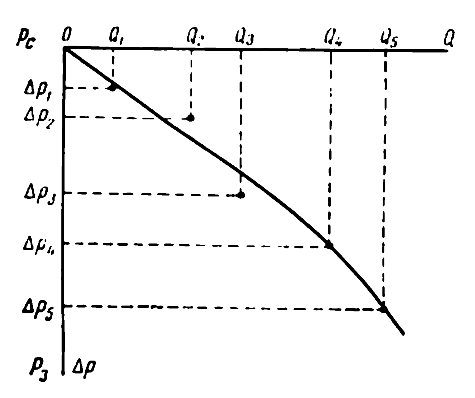


Fig. 123. Diagramme d'indicateur

Dans des conditions d'investigation normales, la courbe du diagramme d'indicateur a une forme rectiligne ou convexe vers l'axe des débits. La convexité de la courbe a le plus souvent pour origine les violations du régime de filtration, l'hétérogénéité du liquide, l'instabilité des processus au sein du gisement, etc. Les lignes concaves vers l'axe des débits sont le plus souvent considérées comme défectueuses.

D'après le diagramme d'indicateur on détermine facilement la valeur numérique du coefficient de productivité. On choisit pour cela sur le tronçon rectiligne de la courbe un point arbitraire aux valeurs correspondantes de Q et Δp.

Les coefficients de productivité des puits le long du gisement peuvent varier de façon sensible en témoignant de la productivité de ses différentes parties.

Pour une caractéristique plus détaillée de la productivité de différents intervalles, on se rapporte au *coefficient de productivité spécifique* rapporté à l'unité d'épaisseur (1 m). Il acquiert une grande importance quand il s'agit de déterminer le conditionnement de telle ou telle propriété du gisement.

§ 8. Régimes des couches pétrolifères et gazéifères

On appelle *régime* le mode de manifestation de l'énergie de déplacement du pétrole et du gaz vers le fond des puits, qui dépend des conditions naturelles et des différentes actions sur la couche. Le rapport entre les formes d'énergie et, par suite, les régimes peuvent varier en cours d'exploitation. Pour établir un projet rationnel de ce processus, il faut connaître le régime initial du gisement et pouvoir programmer son comportement dans le temps.

On distingue les régimes suivants: pour le cas d'action sur une couche par soutirage du liquide: a) par water drive (hydrodynamique); b) par expansion ou expansion hydrodynamique; c) par pous-

sée de gaz ou par expansion du gas-cap; d) gazeux ou par expansion des gaz dissous; e) de drainage par gravité, pour le cas d'apport à la couche d'une énergie complémentaire; f) régime de récupération du pétrole par injection d'eau; g) régime de récupération de l'huile contenant du gaz dissous par l'eau; h) régime de drainage d'huile par le gaz.

Le *régime de water drive* (hydrodynamique) se manifeste dans un puissant complexe sous pression de l'eau de support, dans des couches lithologiquement homogènes de grande épaisseur aux caractéristiques élevées de la roche-magasin en cas de pression de gisement de beaucoup supérieure à celle de saturation de l'huile en gaz. En cours d'exploitation sous ce régime la pression de gisement ne varie presque pas, les débits d'huile diminuent progressivement à mesure que croît l'inondation de la couche, le facteur gaz-huile égal à la quantité de gaz dissous dans l'huile demeure constant.

Le *régime d'expansion hydrodynamique* est typique pour les gisements aux grandes aires pétrolifères associés aux couches dont la caractéristique des roches-magasins est très variable et quand la liaison du gisement avec la zone se trouvant au-delà du contour est rendue difficile. Une compensation insuffisante au prélèvement du liquide par la pression des eaux de gisement engendre des conditions favorables aux manifestations des forces de compression élastiques du liquide (huile et eau) et des roches. Ces forces se manifestent surtout au début d'exploitation. A mesure que les prélèvements augmentent, les eaux de gisement se mettent en mouvement et leur pression devient l'énergie dominante.

Le *régime par poussée de gaz* est dû à l'expansion du gas-cap et se manifeste par l'abaissement du contact gaz-huile. La condition fondamentale du régime par poussée de gaz est la baisse de pression au sein de la couche. Avec le rapprochement du contour du gas-cap du puits de production il s'y observe un accroissement brusque du facteur gaz-huile passant au jaillissement du seul gaz.

Dans les puits éloignés du contact gaz-huile le rôle du facteur gaz-huile diminue au contraire avec le temps, car par suite de l'abaissement de la pression dans la couche une partie du gaz passe de l'état dissous à l'état libre en migrant en amont de la couche dans le gas-cap. En conséquence, se modifie progressivement la composition du gaz associé, il devient plus humide vu que dans le gas-cap migrent en premier lieu les hydrocarbures légers (méthane et éthane). Ce régime se manifeste le plus souvent dans les gisements aux bonnes caractéristiques de la roche-magasin, associés aux plis de grandes amplitudes à étage gazéifère important.

Le *régime par expansion du gaz dissous* se manifeste dans le fait que l'huile migre dans la couche vers les fonds des puits sous l'effet de l'énergie des bulles de gaz en expansion qui se dégage de l'huile. Au cours de l'exploitation du gisement le débit et la pression diminuent constamment, les facteurs gaz-huile croissent rapidement au début, puis, à mesure que le gisement s'épuise, s'abaissent. L'appa-

rition dans la couche de gaz libre abaisse fortement la perméabilité effective du pétrole. Les eaux périphériques ne se déplacent pas ou se déplacent très peu par rapport au prélèvement du pétrole.

Le *régime de drainage par gravité* est marqué par le mouvement de l'huile le long de la couche sous l'effet de la force de pesanteur de l'huile même. Ce régime n'apparaît que dans les gisements où les autres formes d'énergie (pression d'eau par le bord du gisement, expansion due aux forces élastiques, gas-cap, expansion par gaz dissous) n'agissent pas.

Suivant les conditions naturelles de la couche, le régime de drainage par gravité peut prendre deux formes:

1) Le régime de drainage par gravité, qui se caractérise par ce que le pétrole est déplacé en bas suivant le pendage de la couche et s'accumule dans les parties basses de la couche. Sur les parties supérieures de la couche les puits peuvent être stériles, l'écoulement du liquide étant nul.

2) Le régime de drainage par gravité avec plan d'huile libre, le niveau d'huile sur l'aire entourant le puits étant inférieur au tout de la couche. A ce régime le dégagement du gaz est minime, les débits des puits sont bas, mais la durée de vie du puits peut se prolonger assez longtemps.

On peut donner une caractéristique sommaire suivante des régimes en cas d'appoint complémentaire d'énergie.

Régime de récupération du pétrole par injection d'eau. Il est analogue au régime par water drive mais à côté de la liaison étroite entre le prélèvement du liquide de la couche et la pression dynamique de gisement il apparaît une nouvelle dépendance entre la pression de gisement et le prélèvement du liquide sur la ligne d'injection d'eau.

Régime de récupération de l'huile contenant du gaz dissous par de l'eau. Ce régime diffère de celui de récupération par injection d'eau par le fait que sur une partie de l'aire mise en exploitation la pression chute au-dessous de celle de saturation, il s'ensuit une libération d'une partie du gaz de l'état dissous. Le facteur gaz-huile devient alors pour un temps de beaucoup supérieur à sa valeur initiale, mais une fois le gaz libre chassé de la couche, ce facteur s'abaisse jusqu'à la valeur du gaz dissous dans l'huile.

Régime de drainage d'huile par le gaz. Il est fonction de la grandeur de chute de la pression de gisement au-dessous de celle de saturation. Plus la chute est importante en cours d'épuisement préalable de la couche, plus il faut de gaz pour drainer la même quantité d'huile.

L'efficacité du régime augmente quand le gaz est injecté dans la partie supérieure du gisement. Il se produit dans ce cas une séparation par gravité du pétrole, qui s'écoule dans les parties inférieures du gisement, et du gaz, qui monte en amont de la couche dans le gas-cap. Le régime devient alors analogue à celui par poussée de gaz.

Dans les couches gazéifères on voit se manifester les régimes: *par poussée de gaz* et *par water drive et gas-cap*, quand la force motrice

est l'expansion du gaz au sein d'un gisement ainsi que la poussée des eaux de bord qui se déplacent à mesure de l'exploitation du gisement. Le régime par poussée de gaz s'observe dans les gisements associés à des lentilles ou des couches d'extension limitée. La présence dans ces gisements d'un aquifère inférieur n'exerce pas d'influence sur le régime de la couche gazeuse. Les forces motrices de l'eau et la compression des eaux bordières peuvent se manifester de la façon décrite plus haut pour le régime par water drive des gisements pétroliers.

La détermination des régimes au cours des prospections détaillées repose sur l'appréciation des facteurs favorisant ou s'opposant à la manifestation de tel ou tel régime, ainsi que sur l'analyse des données d'exploitation d'essai des gisements. C'est ainsi que l'existence d'accidents tectoniques peut s'opposer à la formation du régime de water drive. Les débits, les facteurs gaz-huile et les pressions de gisement constants observés au cours d'exploitation d'essai des gisements sont des preuves d'existence d'un régime de water drive. Si dans des conditions analogues on observe une chute de la pression de gisement, c'est un témoignage que le régime est du type par compression de l'eau en expansion.

Le régime pour poussée de gaz peut s'apprécier sur la base de l'estimation de la grandeur du gas-cap et de ses possibilités énergétiques. Le régime par expansion du gaz dissous s'établit dans le cas d'absence de facteurs favorisant les régimes à water drive ou à poussée de gaz ainsi que d'après la similitude des valeurs de la pression de gisement et de celle de saturation.

Un rôle important dans la détermination des régimes est joué par la connaissance des propriétés du pétrole au sein d'un gisement. Ainsi si le pétrole est très visqueux, surtout dans la zone de contact eau-huile, on doit s'attendre à une manifestation active du régime d'expansion du gaz dissous.

§ 9. Détermination des coefficients de récupération du pétrole et du gaz

Les coefficients de récupération du pétrole et du gaz déterminent la fraction des réserves extraites du volume des réserves actives (géologiques). Leur grandeur est fonction du régime de fonctionnement d'un gisement, de la caractéristique lithologique des roches-magasins et de leur hétérogénéité, des propriétés du pétrole, du type des gisements, du système de répartition et de la densité du maillage des puits d'exploitation, des modes d'action sur la couche, des méthodes d'intensification de la production, etc.

On constate en pratique que le coefficient le plus grand de récupération du pétrole s'observe pour les gisements à régime par water drive (jusqu'à 0,8), par compression de l'eau en expansion il atteint 0,7, par poussée de gaz 0,5-0,7, par expansion de gaz dissous 0,1-0,4 et avec drainage par gravité 0,1-0,2.

Une récupération plus complète des réserves de pétrole s'obtient à partir des couches de haute perméabilité et relativement homogènes.

Les gisements à pétrole très visqueux possèdent des coefficients de récupération inférieurs à ceux des gisements à pétrole peu visqueux. Les gisements à vastes zones eau-huile se caractérisent par un coefficient de récupération beaucoup plus faible que les gisements analogues dont les zones eau-huile sont restreintes.

Les maillages denses des puits d'exploitation permettent d'augmenter la production, surtout dans des roches-magasins hétérogènes.

En dégageant les relations quantitatives entre les facteurs mentionnés sur des gisements mis en exploitation, il est possible de les

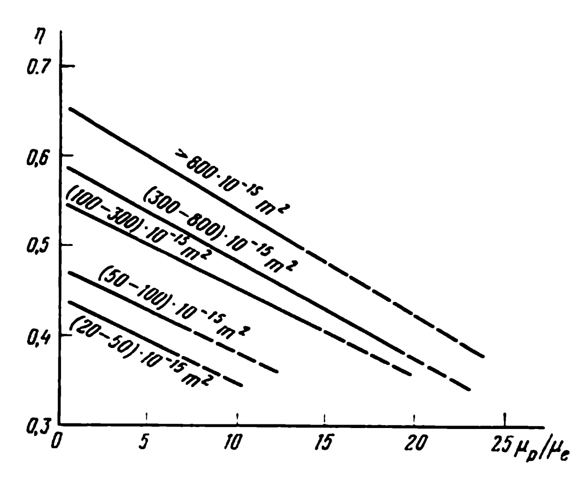


Fig. 124. Graphiques permettant de déterminer les coefficients de récupération du pétrole

utiliser pour la prévision du coefficient de récupération au cours des prospections de gisements. En guise d'exemple, on peut mentionner la dépendance empirique du coefficient de récupération η du rapport entre les viscosités de l'huile et de l'eau $\frac{\mu_p}{\mu_e}$ et la perméabilité moyenne des roches-magasins terrigènes relativement homogènes (fig. 124). Ces graphiques sont utilisés pour l'estimation des réserves récupérées à partir des gisements de pétrole de dimensions moyennes exploités en régime de water drive. Il y a aussi des dépendances statistiques plus complexes qui tiennent compte, en plus des facteurs mentionnés plus haut, des facteurs tels la fraction occupée par la zone eau-huile dans l'aire totale du gisement, la température de la couche, etc. (au total six à huit facteurs).

C'est ainsi que pour les champs de plate-forme sur la base d'analyse des résultats d'exploitation prolongée de cinquante gisements de l'Oural et de la région de la Volga V. K. Gomzikov a établi les

dépendances suivantes du coefficient de récupération (η) de différents facteurs géologiques de chantier.

$$\eta = 0,195 - 0,0078\mu_r + 0,082 \lg k_{per} + 0,00146\ t + \\ + 0,0039\, h + 0,180\, k_s - 0,054\, Q_{zeh} + 0,27\, k_{per} - 0,00086\, S. \qquad \text{(XIX.8)}$$

Les paramètres entrant dans cette expression possédaient les limites de variations et les valeurs suivantes:
viscosité relative du pétrole $\mu_r = 0,5 - 34,3$; $\mu_{r.\,moy} = 5,4$;
perméabilité $k_{per} = 0,13—2,58 \cdot 10^{-12}$ m²; $k_{per.\,moy} = 0,65 \cdot 10^{-12}$ m²;
teneur en sables $k_s = 0,50—0,95$; $k_{s.\,moy} = 0,74$;
épaisseur de saturation effective $h = 3,4 - 25\ m$; $h_{moy} = 8,5$ m;
fraction des réserves de la zone eau-huile $Q_{zeh} = 0,06 - 1,0$; $Q_{zeh.\,moy} = 0,45$; saturation en pétrole $k_p = 0,7—0,95$; $k_{p.\,moy} = 0,87$; température du gisement $t = 22—73$ °C; $t_{moy} = 37$ °C;
densité du maillage des puits d'exploitation $S = 10 \cdot 100$ ha/puits; $S_{moy} = 36$ ha/puits. Ces valeurs des paramètres doivent être considérées comme des conditions aux limites de l'expression (XIX.8) pour le calcul de η d'un gisement en exploration.

Pour les champs se trouvant dans des conditions géosynclinales, le choix des paramètres agissant sur la récupération est quelque peu différent et, partant, on a une autre dépendance entre ces derniers;

$$\eta = -0,674 - 0,01\mu_r + 0,306\, k_s + 0,0019\, h + 1,998\, k_s + \\ + 0,144 \lg k_{per} + 0,71\ \mathrm{b}. \qquad \text{(XIX.9)}$$

Ce modèle de calcul peut s'appliquer dans la gamme suivante de variation des paramètres: $\mu_r = 0,6 - 25,8$; $\mu_{r.\,moy} = 10,1$; $k_s = 0,12 - 0,83$; $k_{s.\,moy} = 0,50$; $h = 3 - 39$ m; $h_{moy} = 15,5$ m; $k_{per} = 0,14 - 0,78 \cdot 10^{-12}$ m²; $k_{per.\,moy} = 0,246 \cdot 10^{-12}$ m²; porosité $k_p = 0,18 - 0,25$; $k_{p.\,moy} = 0,22$; facteur de volume (volumétrique) du pétrole brut $\mathrm{b} = 1,02 - 1,22$; $\mathrm{b}_{moy} = 1,12$.

Comme on le voit, ce modèle diffère du modèle précédent par une grande influence des propriétés du pétrole sur la récupération et par l'absence d'influence de la part des zones eau-huile, qui ne contiennent habituellement qu'une infime partie des réserves du gisement.

Les chercheurs américains (Arps et autres) ont aussi proposé des dépendances analogues à plusieurs facteurs. C'est ainsi que pour le régime par water drive le modèle proposé tient compte des facteurs tels que la teneur relative du pétrole dans la couche (rapport entre le produit de la porosité k_{por} par la saturation en pétrole k_p et le facteur de volume b); la mobilité s'exprimant par le rapport de la perméabilité k_{per} à la viscosité relative du pétrole μ_p/μ_b, le coef-

ficient de saturation en eau $1 - k_p$ et le rapport de la pression de gisement initiale p_0 à la pression de service p :

$$\eta = 54,898 \left(\frac{k_{por} k_p}{b} \right)^{0,0422} \left(\frac{k_{per} \mu_b}{\mu_p} \right)^{0,077} (1 - k_p)^{-0,1903} \left(\frac{p_0}{p} \right)^{-0,2159}. \quad \text{(XIX.10)}$$

Le modèle est applicable dans une large gamme de variation des paramètres de base :
$k_{per} = 0,011 - 4,0 \cdot 10^{-12}$ m²; $k_{per.\,moy} = 0,568 \cdot 10^{-12}$ m²;
$k_{por} = 0,11 - 0,35$; $k_{por.\,moy} = 0,26$;
$k_p = 0,95 - 0,53$; $K_{p.\,moy} = 0,75$;
$\mu_p = 0,2 - 500$ mPa·s; $\mu_{p.\,moy} = 1,0$ mPa·s;
$\mu_b = 0,24 - 0,95$ mPa·s; $\mu_{b.\,moy} = 0,46$ mPa·s;
$b = 0,997 - 2,950$; $b_{moy} = 1,238$;
$p_0 = 31,5 - 475,2 \cdot 10^{-1}$ MPa; $p_{0.\,moy} = 194 \cdot 10^{-1}$ MPa;
$p = 7,0 - 350,7 \cdot 10^{-1}$ MPa; $p_{moy} = 137,9 \cdot 10^{-1}$ MPa.
Pour le régime à expansion par gaz dissous, le modèle d'estimation du coefficient de récupération est :

$$\eta = 41,815 \left(\frac{k_{por} k_p}{b_{sat}} \right)^{0,1611} \left(\frac{k_{per}}{\mu_{p\,sat}} \right)^{0,0979} (1 - k_p)^{0,3722} \left(\frac{P_{sat}}{p} \right)^{0,1741}. \quad \text{(XIX.11)}$$

où $\mu_{p.\,sat}$ et b_{sat} sont respectivement la viscosité du pétrole et le facteur de volume du pétrole à la pression de saturation (P_{sat}).

En outre, $\mu_{p.\,sat}$ peut varier dans les limites de 0,3-6 mPa·s; $b_{sat} = 1,050 - 2,067$; $P_{sat} = 4,47 - 30,82$ MPa. Les symboles et les limites de variation des autres paramètres sont analogues à ceux de l'expression XIX.10.

Pour un degré plus grand de connaissance du gisement, le coefficient de récupération peut être obtenu par calcul avec prise en compte des coefficients de déplacement $\eta_{dép}$ et de couverture k_c:

$$\eta = \eta_{dép} k_c. \quad \text{(XIX.12)}$$

Les coefficients de déplacement se calculent comme la moyenne d'une série d'investigations de laboratoire des modèles composés de perméabilité variée simulant la pérméabilité moyenne du gisement (voir formule XIX.6). Les coefficients de couverture peuvent être obtenus par géométrisation du gisement strate par strate et des subséquentes mesures des volumes des lentilles, demi-lentilles et de la partie continue de la couche ou par un procédé indirect en utilisant les relations de K_r avec les caractéristiques d'hétérogénéité (teneur en sable, degrés de démembrement, de cohésion) qui peuvent être déterminées de façon suffisamment précise d'après les données de prospection.

Les coefficients de récupération des vastes gisements sont déterminés sur la base de calculs technologiques et technico-économi-

ques sur plusieurs variantes d'exploitation avec dégagement subséquent de la variante optimale.

Avec le régime d'expansion par gaz dissous, on recourt aux dépendances entre les grandeurs de viscosité, du facteur de volume, du coefficient de solubilité du gaz dans l'huile compte tenu des perméabilités effectives du pétrole et du gaz.

Les coefficients de récupération des anneaux à l'huile se déterminent compte tenu de leur type, du régime de fonctionnement supposé de la couche, des caractéristiques de la roche-magasin et de la puissance verticale de l'anneau à l'huile. Ils oscillent entre 0,1 et 0,3 en augmentant pour les gisements aux grandes valeurs de l'épaisseur de l'anneau à l'huile.

Le coefficient de récupération du gaz (η_g), vu la grande mobilité de ce fluide, est de beaucoup supérieur au coefficient de récupération du pétrole à partir d'une couche aux propriétés géologiques identiques. Néanmoins les coefficients de récupération du gaz peuvent varier fortement suivant l'architecture géologique des gisements.

Pour une caractéristique litho-physique homogène du réservoir et une bonne perméabilité, au cas d'un régime par poussée de gaz, on peut obtenir de hauts coefficients de récupération du gaz, proches de l'unité.

Dans les gisements aux roches-magasins lithologiquement variables et hétérogènes affectées d'accidents tectoniques il peut se former des zones à distribution inégale de la pression en cours d'exploitation. Avec les maillages lâches de puits d'exploitation utilisés actuellement sur les champs de gaz, une partie du gaz peut se trouver localisée dans des secteurs isolés de la couche (dans des lentilles) non ouvertes par les puits. Ces faits abaissent habituellement les coefficients de récupération.

D'après les données du Bureau des Mines des Etats-Unis la récupération finale des gisements exploités en régime de poussée par gaz oscille entre 0,65 et 0,99 et se monte en moyenne à 0,83. On observe par ailleurs une certaine dépendance des coefficients de récupération du gaz de la taille des gisements. C'est ainsi que pour les gisements aux réserves de gaz jusqu'à 300 milliards de m^3 η_g varie dans les limites 0,65-0,91 ; avec des réserves de 300 à 1000 milliards de m^3 η_g oscille entre 0,69 et 0,97, etc. Toutefois, en général, pour un régime par poussée de gaz le coefficient de récupération du gaz est fonction de la perméabilité de la couche, des pressions de couche initiale et résiduelle.

L'expérience acquise dans l'exploitation des champs de gaz en U.R.S.S. a montré le rôle prépondérant dans les dimensions de η_g du régime des gisements par rapport à leur taille. Suivant la nature du régime, les coefficients de récupération du gaz peuvent être: pour un régime par poussée de gaz 0,80-0,95 ; pour un régime de compression de l'eau en expansion 0,65-0,80, pour un régime mixte 0,60-0,75.

La chute de la récupération du gaz pour les deux derniers régimes est la conséquence de l'influence prépondérante de l'hétérogénéité géologique des couches et des cadences de production du gaz.

Avec des cadenses élevées de production la pénétration de l'eau dans les gisements s'effectue irrégulièrement à cause de l'hétérogénéité; elle s'insinue d'abord suivant les passées les plus perméables ou à travers les zones fissurées entraînant ainsi une rapide inondation des gisements et l'isolation d'une partie du gaz dans des secteurs du gisement éloignés des puits.

§ 10. Méthodes de calcul des réserves du pétrole et du gaz d'après l'information fournie par les prospections détaillées

La valeur commerciale d'un champ est en premier lieu fonction de ses réserves en pétrole et en gaz: réserves actives (géologiques) et récupérables.

La méthode principale de calcul des réserves de pétrole et de gaz d'après les données des prospections détaillées est la méthode volumétrique.

Les réserves de pétrole sont évaluées suivant la formule

$$Q_{rr} = FH_{moy}k_p k_h \eta \theta \rho, \qquad (XIX.13)$$

les réserves de gaz suivant la formule

$$V_{rr} = FH_{moy}k_p k_g (\rho_0 \alpha_0 - p_k \alpha_k) f\eta, \qquad (XIX.14)$$

où Q_{rr}, V_{rr} sont les réserves récupérables respectivement du pétrole en t et du gaz en m^3, réduites aux conditions de surface;

F, l'aire du gisement en m^2;

H_{moy}, l'épaisseur moyenne de saturation en huile et en gaz en m;

k_p l'indice moyen de porosité ouverte (de capacité du réservoir);

k_h, k_g, les coefficients moyens de saturation respectivement en huile et en gaz;

η, le coefficient de récupération du pétrole et du gaz;

θ, le facteur de contraction pour la réduction du pétrole des conditions de gisement en celles de surface;

ρ, la densité moyenne du pétrole dans les conditions de surface en t/m^3;

p_0, la pression de gisement absolue initiale moyenne au sein du gisement de gaz en kgf/cm^2;

p_k, la pression de gisement absolue résiduelle moyenne en kgf/cm^2 en cas de pression normale en tête du puits égale à 1 kgf/cm^2;

α_0 et α_k, les corrections d'écartement des gaz d'hydrocarbures de la loi de Boyle-Mariotte respectivement de pression p_0 et p_k;

f, la correction de température pour la réduction du volume de gaz à la température standard.

La description des méthodes de détermination des principaux paramètres utilisés pour le calcul des réserves est faite plus haut. Le mode de détermination des paramètres tels p_0, p_k, α_0, α_k, f est décrit en détail dans le cours de géologie minière.

En cas d'absence de régime par water drive actif pour les gisements de gaz, on utilise la méthode de calcul des réserves s'appuyant sur la variation de pression (méthode de balance de matière). Elle repose sur l'hypothèse de constance de la quantité de gaz recueillie avec une chute de pression de 1 kgf/cm². Si à une pression p_1 dans le gisement on a recueilli Q_1 volumes de gaz, et à une date ultérieure, pour une pression p_2, on a prélevé Q_2 volumes, la production du gaz par unité de chute de pression sera

$$Q=\frac{Q_2-Q_1}{p_1-p_2}. \qquad \text{(XIX.15)}$$

En posant la constance de cette régularité jusqu'à une valeur finale de la pression de gisement p_k, on peut déterminer les réserves récupérées du gaz à la seconde date suivant la formule

$$V_{rr}=\frac{(Q_2-Q_1)(p_2\alpha_2-p_k\alpha_k)}{p_1\alpha_1-p_2\alpha_2}. \qquad \text{(XIX.16)}$$

CHAPITRE XX

APPRÉCIATION GÉOLOGO-ÉCONOMIQUE DES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ

§ 1. Objectifs et facteurs principaux d'appréciation de la valeur commerciale des champs de pétrole et de gaz

L'objectif essentiel de l'appréciation géologo-économique des champs de pétrole et de gaz est l'établissement de leur valeur commerciale sur la base de la détermination de la quantité et de la qualité des réserves, des conditions de leur gisement et de récupération. On établit ainsi l'importance du champ apprécié pour la branche économique concernée, l'ordre et la séquence des recherches et de mise en exploitation. L'appréciation géologo-économique s'appuie sur l'analyse géologique, technique et économique complexe de toutes les conditions de mise en valeur du champ, la comparaison des principaux indices techniques et économiques d'exploitation du champ avec les indices analogues d'autres champs et est effectuée dans les conditions d'une insuffisante précision de l'information géologique qui doit être estimée, pronostiquée et prise en compte en conséquence.

La valeur commerciale d'un champ est fonction des facteurs qu'on peut rassembler en trois groupes: 1) facteurs sociaux et économiques; 2) facteurs miniers et géologiques; 3) facteurs économiques et géographiques.

Le groupe de facteurs sociaux et économiques embrasse: l'importance du champ pour l'économie nationale, l'approvisionnement en réserves de pétrole et de gaz du territoire considéré et du pays dans son ensemble, les perspectives du bilan énergétique et des balances combustibles du pays.

Parmi les facteurs miniers et géologiques déterminant la valeur commerciale d'un champ les plus importants sont la taille des champs, la concentration des réserves, la qualité commerciale du pétrole et du gaz et la complexité de l'architecture géologique déterminant les conditions d'exploitation des gisements.

Les facteurs économo-géographiques doivent englober le climat et le modelé du terrain, les conditions de transport et de ravitaillement des entreprises en service, l'approvisionnement en matériaux de construction, les conditions de transport du pétrole et du gaz produit, la mise en valeur économique de la région qui comprend l'aménagement du territoire, la présence d'une main d'œuvre, l'existence de voies de transport, de systèmes d'approvisionnement en énergie, etc.

La valeur commerciale d'un champ est habituellement exprimée à l'aide d'un système d'indices d'estimation fixant la grandeur des réserves et la qualité du minéral utile en monnaie, l'éventuelle efficacité économique de l'exploitation (niveau de la production, taux de récupération de pétrole et de gaz, prix de revient de la production et rentabilité de l'exploitation) et l'efficacité des investissements (montant des investissements, délais d'amortissement, dépenses d'installation spécifiques, etc.).

Les indices d'estimation sont calculés par rapport à l'unité des réserves ou du produit récupéré, ainsi que pour des délais déterminés d'exploitation des champs (une année, cinq, dix ans, etc.).

En accord avec les facteurs énumérés pris en compte lors d'une appréciation géologo-économique d'un champ, on doit successivement déterminer les principaux paramètres des gisements, calculer les réserves de pétrole, de gaz et des composés associés, argumenter le conditionnement des réserves, établir qualitativement et quantitativement leur authenticité, fixer approximativement les paramètres techniques et économiques de l'exploitation. Les méthodes de détermination des paramètres et des réserves ont été décrites plus haut. Aussi dans le présent chapitre ne caractérisera-t-on que les autres éléments de l'appréciation géologique et commerciale.

§ 2. Notion de conditions et leur importance dans l'appréciation géologo-économique d'un champ

Les conditions sont l'ensemble d'exigences envers la qualité des réserves du sous-sol et envers l'état minier et géologique de leur exploitation. Le rôle essentiel des conditions est de fournir une juste appréciation du champ compte tenu des exigences actuelles de l'industrie par détermination des réserves exploitables dans la masse générale d'hydrocarbures enfermée au sein du gisement.

Les conditions est un facteur temporel. Elles varient suivant le niveau technique et économique de développement de la branche, la demande en pétrole et en gaz et l'état d'approvisionnement en ces derniers.

En cours d'étude d'un gisement on se réfère à maintes reprises à l'appréciation des conditions (sommairement, de la qualité) des différents paramètres et des réserves dans leur ensemble et cela à des fins différentes.

Tout d'abord la notion de conditionnement est utilisée pour déterminer et argumenter les paramètres calculés sur la base de l'information recueillie dans différents puits. Les caractéristiques méthodiques de ce processus ont été passées en revue au chapitre précédent. Les paramètres calculés au moyen des procédés indiqués permettent de séparer les roches-magasins de celles qui ne le sont pas, de déterminer les limites d'un gisement dans la zone transitoire et de dégager les réserves qui s'avèrent commercialement productives

avec l'utilisation des méthodes d'exploitation modernes et progressives.

Ensuite, au cours de l'appréciation géologo-économique du champ, généralement à la fin de l'étape de reconnaissance, on vérifie le conditionnement des réserves dans leur ensemble, c'est-à-dire qu'on établit par des calculs technico-économiques la grandeur minimale des réserves cumulées qui, dans les conditions données, peuvent être mises avec profit en exploitation. On a déjà mentionné cette appréciation au chapitre XVI dont les résultats conditionnent la poursuite de l'étude du champ ou la cessation des travaux de prospections géologiques. Les indices de conditionnement du champ se déterminent par confrontation du coût de récupération des réserves à leur prix en monnaie. Les calculs correspondants sont exposés à la fin du présent chapitre.

Les réserves de gisements caractérisées dans l'ensemble comme étant de valeur commerciale doivent être différenciées en fonction de leur valeur en cours d'exploration et de préparation à l'exploitation ; il faut en premier lieu séparer les tronçons des roches-magasins peu puissants ou peu productifs ou les parties bordières des gisements qu'il est rationnel, avec le système d'exploitation envisagé, de laisser en massif non exploité ou de traiter sélectivement. Ce problème est actuellement résolu par conditionnement de la rentabilité du débit d'un puits ou des réserves récupérées avec justification économique minimale à partir d'un puits implanté sur le secteur aux propriétés défavorables durant son fonctionnement jusqu'à coupure du flux. Les valeurs imposées aux conditions des débits ou aux réserves spécifiques sont établies pour différentes régions pétrolières sur la base des paramètres géologo-économiques concrets, puis sont de temps à autre révisées. A partir de ces indices, en s'aidant d'une série de dépendances statistiques, on peut déduire les valeurs concrètes se rapportant au gisement étudié de l'épaisseur d'imprégnation effective en pétrole ou de l'indice complexe qui tient compte simultanément de l'épaisseur et des caractéristiques de filtration et de capacité de la couche (par exemple, pour la Sibérie occidentale c'est l'indice $\Pi^{h\alpha}$, produit de l'épaisseur par le paramètre géophysique α_{ps}). En portant ces valeurs de conditionnement sur la carte d'épaisseur ou de l'indice complexe, on obtient les frontières et les aires des sections de terrains dont les réserves doivent être calculées et enregistrées séparément, ce qui est important surtout sur le plan de l'utilisation rationnelle des hydrocarbures et de la protection du sous-sol.

Le pétrole et le gaz sont des ressources de grande valeur, aussi n'est-il pas pratiquement imposé de limites à leur qualités commerciales. C'est seulement sous l'angle de leur traitement et utilisation que sont établies les normes imposant une classification technologique du pétrole.

§ 3. Précisions de détermination des paramètres et de calcul des réserves

Toutes mesures de propriétés et toutes déterminations de paramètres des gisements s'accompagnent d'erreurs dues à la variabilité des indices, à l'imprécision des méthodes d'observation utilisées, aux nombres de mesures. Ces erreurs sont de deux sortes: systématiques et accidentelles ou fortuites.

Les erreurs systématiques établissent la mesure d'authenticité du résultat de la mesuration ou de la détermination. Elles peuvent être éliminées par des corrections apportées aux mesures, aux méthodes, etc. une fois établis leur sens et leur grandeur.

Les erreurs fortuites apparaissent inéluctablement à chaque mesure. Elles peuvent être calculées par des méthodes variationnelles, mais il est impossible de les éviter vu que le sens d'une telle erreur est inconnu. Une erreur fortuite peut servir de mesure d'exactitude de la mesuration ou de la détermination. Toutefois, en pratique, la notion d'exactitude est aussi bien associée aux erreurs systématique que fortuite.

L'appréciation de la précision de détermination des paramètres suppose en premier lieu l'élimination des erreurs grossières, des interprétations tendancieuses et des valeurs d'indices injustifiées par une minutieuse analyse de toutes les conditions des mesures et de leur traitement.

Vu que les erreurs commises sur les paramètres sont dues à des multiples facteurs, essentiellement inhérents à la nature, cachés de l'observateur et qui ne se prêtent à la mesure qu'en des poids isolés, leurs vraies valeurs ne peuvent être établies au moment de la détermination des paramètres. On peut juger de la vraie valeur de l'erreur en comparant la valeur du paramètre à une date quelconque avec sa valeur obtenue avec un maillage d'observations de densité maximale, par exemple au cours de l'exploitation d'un champ. Ces appréciations sont habituellement utilisées pour l'analyse des prospections déjà menées sur un champ et permettent de dégager le rapport entre les grandeurs des erreurs systématiques et fortuites, ainsi que les causes de ces dernières; ces appréciations permettent également de formuler des recommendations ayant pour but d'éviter des erreurs au cours de prospections de gisements analogues.

Au cours d'une prospection il n'est possible qu'une estimation approchée de l'erreur de détermination des paramètres et des réserves. Elle consiste dans l'analyse des conditions d'apparition des erreurs systématiques, dans l'élaboration des techniques de leur élimination et, en outre, dans le calcul de l'intervalle de confiance pour les erreurs fortuites avec probabilité fixée ou choisie.

Le dégagement des tendances dans l'apparition d'erreurs systématiques s'appuie sur l'expérience de prospection des champs analogues ainsi que sur l'analyse des conditions méthodiques de détermination des différents paramètres.

Les sources les plus générales d'*erreurs systématiques* dans la détermination des paramètres sont :

1. La simplification de l'ordre structural avec sa construction d'après les données de forage de puits de reconnaissance et d'exploration. On réduit ainsi la longueur du contour et on altère la représentation de l'aire du gisement. Pour éliminer ces erreurs, il faut vérifier l'authenticité du fond structural dégagé par prospection sismique sur des horizons de base différents et, sur la base de cette vérification, tirer une conclusion du degré de coïncidence possible entre les ordres structuraux révélés par les données de forage et de la prospection sismique. L'erreur systématique positive dans la détermination de l'aire peut être tolérée dans le tracé du contour du gisement sur une carte structurale dressée au toit de l'horizon et non au toit de la roche-magasin. La grandeur de l'erreur dépend de la distance séparant en profondeur deux surfaces prouvées et de l'angle de pente des flancs de la structure.

2. Le complexe incomplet d'études géophysiques de chantier dans les intervalles de dépôts productifs empêche parfois de dégager toutes les passées imperméables et, partant, conduit à une estimation exagérée de la puissance effective. Pour augmenter la précision des estimations des puissances, il faut procéder dans certains puits à des confrontations de contrôle d'intervalles dégagés suivant des complexes standard en concours avec des diagrammes de micrologs ou de laterlogs. Ces confrontations permettent d'apporter des corrections aux valeurs de puissance déterminées dans tous les puits.

Toutefois, en certains cas, même un complexe complet d'études géophysiques de chantier ne permet de déceler les passées fines d'argile et même ses microlitages qui peuvent abaisser fortement la puissance effective des roches-magasins. Pour éliminer cette erreur, il faut chercher à obtenir le prélèvement complet des carottes d'au moins plusieurs puits et dont l'analyse permettra d'établir dans les intervalles révélés productifs par la diagraphie la fraction des roches ne pouvant servir de réservoir et d'utiliser cette grandeur pour apporter des corrections aux valeurs de puissance des autres puits.

3. Les erreurs systématiques dans les valeurs de la puissance effective peuvent être dues aux déterminations erronées des limites inférieures des roches-magasins et des caractéristiques géophysiques s'y rapportant, en particulier, par suite d'un échantillonnage non représentatif ayant servi à la justification des valeurs critiques des paramètres. Ces erreurs peuvent être éliminées en rendant la carotte plus représentative et en faisant de sorte que la carotte fournisse une information plus régulière le long de la coupe comme de l'aire du gisement.

La solution des problèmes pratiques posés par l'argumentation des limites inférieures et la détermination des puissances effectives d'un champ concret est habituellement cherchée au moyen de différentes dépendances statistiques établies d'après les données fournies par le champ même. Toutefois, si le volume de données de départ est

limité, ces dépendances peuvent manquer de sûreté. Dans ce cas il vaut mieux utiliser des relations généralisées (pour une série de champs ou la région tout entière) établies sur la base d'un grand nombre de faits ou de principes et notions théoriques généraux.

4. En déterminant les caractéristiques des roches-magasins d'après la carotte, on commet des erreurs systématiques par suite de l'absence d'estimation de la représentativité de la carotte prélevée. En particulier, sous le prétexte du phénomène, rencontré en pratique mais qui est loin d'être général, consistant dans l'entraînement au jour des fractions de préférence à porosité élevée, on procède au

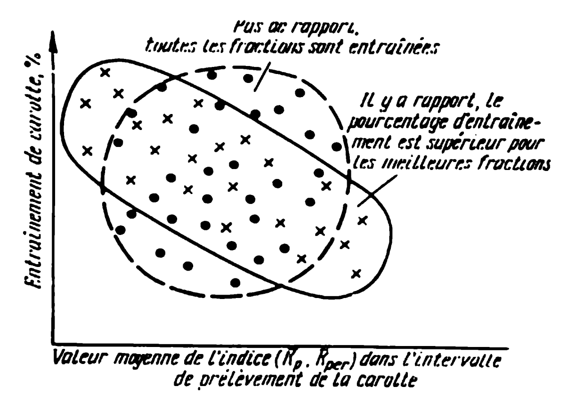


Fig. 125. Graphique permettant d'apprécier la représentativité de la carotte entraînée

prélèvement pour analyses de meilleurs échantillons de roches de la coupe. Pour obvier à ces erreurs systématiques, il faut procéder à un prélèvement régulier d'échantillons de carotte le long de la coupe: d'un intervalle déterminé, dépendant de la variabilité des roches, il faut prendre un échantillon caractérisant cet intervalle.

En cas d'un mauvais entraînement de carotte il faut procéder à l'étude de la question d'absence de mise au jour de telles ou telles fractions. Il est utile à cette fin de recourir aux graphiques de variation du pourcentage de carotte entraînée d'un intervalle de prélèvement homogène en fonction de la valeur moyenne de la porosité ou de la perméabilité de cet intervalle (fig. 125).

L'absence de relation entre les grandeurs mentionnées témoigne de l'entraînement identique de toutes les fractions, et, inversement, l'observation de cette relation implique l'entraînement préférentiel de certaines fractions par rapport à d'autres. Ce problème une fois résolu, il devient possible de justifier le choix de la méthode opportune de détermination du paramètre, de préférer, par exemple, l'information fournie par la diagraphie à celle des études géophysiques de chantier.

5. Certaines méthodes de détermination de l'imprégnation en pétrole peuvent être la source d'importantes erreurs systématiques

(par exemple, la détermination de l'eau résiduelle par centrifugation ou imbibition capillaire). Pour éliminer les erreurs, il faut confronter l'imprégnation obtenue par les méthodes mentionnées aux données de détermination de ce paramètre fournies par les carottes prélevées des puits forés avec des boues à base d'huile ou non filtrables. L'étalonnement des méthodes appliquées permettra ainsi d'effectuer les corrections nécessaires.

6. Avec la prise d'échantillons de pétrole et de gaz des profondeurs il faut prévoir les variations éventuelles de leurs propriétés, par exemple l'élévation de la densité ou l'abaissement de l'imprégnation en gaz de la voûte au contour. Dans ce cas, pour éviter les erreurs systématiques dans les paramètres de l'huile et du gaz, les échantillons doivent être prélevés des puits répartis régulièrement dans le volume du gisement.

7. Des erreurs systématiques peuvent également affecter la géométrisation du volume du gisement, surtout des roches-magasins à faciès variables. L'interpolation linéaire de la puissance effective cumulée de la couche, constituée d'une série de strates s'amincissant entre les puits, conduit à une exagération du volume. Pour une estimation juste du volume, il faut dans ces cas dresser des cartes d'épaisseur de saturation effective séparément pour chaque strate, s'il est possible de déceler les zones de biseautage des roches-magasins.

Au cas où le phénomène dominant entre les puits est la variation de faciès, la géométrisation sommée de plusieurs strates n'implique pas d'exagération de volume, aussi n'est-il plus nécessaire de diviser la couche en strates séparées.

Donc, pour éviter les erreurs systématiques, ainsi que pour déterminer de façon objective le degré de partition d'un gisement en objets de calcul séparé des réserves, il faut, avant de dresser les cartes d'isopaques, analyser les conditions de sédimentation et dégager la nature prépondérante des variations lithologiques de l'horizon considéré.

8. L'exagération du volume du gisement peut résulter d'une approche méthodique différente de détermination des paramètres. C'est ainsi que si la détermination de la porosité d'après la carotte s'accompagne de l'élimination des mesures inférieures aux limites caractéristiques pour la roche-magasin considérée, il faut, simultanément, diminuer dans la coupe de sondage la puissance effective d'une grandeur correspondante. Si ce n'est pas possible (la carotte ne peut être rattachée à un intervalle de la coupe, etc.), il faut alors s'abstenir d'apporter des corrections à la porosité car ces dernières altéreront les rapports réels entre les différents paramètres du volume du gisement.

Les *erreurs fortuites* de détermination des paramètres sont estimées au moyen de l'erreur moyenne quadratique caractérisant avec une probabilité $P = 0{,}68$ les intervalles de confiance des déviations des valeurs calculées du paramètre de sa valeur réelle. La probabilité marque la fiabilité de ce que dans 68 cas des 100 la valeur calculée

du paramètre diffère de la valeur réelle d'une grandeur ne dépassant pas l'erreur moyenne quadratique.

Les erreurs moyennes quadratiques de détermination des paramètres conformément à la méthode de calcul du paramètre se déterminent suivant les formules de la statistique mathématique et de la métrologie. Dans la méthode d'estimation de la précision une des plus importantes notions est celle de l'écart quadratique moyen S qui caractérise la variabilité générale de l'indice:

$$S=\sqrt{\frac{[\Delta\Delta]}{n-1}}, \qquad (XX.1)$$

où $[\Delta\Delta]$ est la somme des carrés des écarts des valeurs particulières de l'indice de la moyenne;

n — le nombre de mesures de l'indice.

En définissant le paramètre comme une moyenne arithmétique, on peut calculer l'erreur commise suivant la formule:

$$m=\pm\frac{S}{\sqrt{n}}=\pm\sqrt{\frac{[\Delta\Delta]}{n(n-1)}}. \qquad (XX.2)$$

Pour le calcul de l'erreur sur la valeur moyenne du paramètre déterminé d'après la carotte prise dans différents puits, on se sert de la formule qui tient compte des deux formes de variabilité de l'indice, suivant la coupe et suivant l'aire:

$$m=\pm\sqrt{\frac{S^2}{k}+\frac{\overline{S}^2}{\overline{n}}}, \qquad (XX.3)$$

où $\overline{S}^2$ est la dispersion moyenne de l'indice dans un puits individuel;

S^2 — la dispersion des valeurs moyennes de l'indice dans les puits;

$\overline{n}$ — le nombre moyen de déterminations de l'indice au sein du puits;

k — le nombre de puits ayant servi à la détermination de l'indice.

En cas de détermination du paramètre comme la moyenne pondérée de l'indice suivant une carte en isolignes son erreur se calcule à l'aide de la formule

$$m=\pm S_x\frac{\sqrt{\Sigma f_i^2}}{F}, \qquad (XX.4)$$

où S_x est l'écart quadratique moyen des valeurs de l'indice de la carte à estimer des valeurs de l'indice aux mêmes points de la carte la plus probable;

f_i — aires des plages de la carte avec section calculée d'isolignes, égale à la différence moyenne des valeurs de l'indice dans les puits voisins;

F — l'aire du gisement ou de la section estimée du gisement (Σf_i).

La grandeur S_x, dite « erreur de la carte », en cas où l'on estime la précision des paramètres des champs peu explorés se détermine au moyen de dépendances auxiliaires construites sur la base d'expérien-

ces de raréfaction du maillage des puits sur des gisements bien explorés. Ces expériences permettent d'obtenir des relations entre l'écart quadratique moyen des valeurs de l'indice S_x et les espacements moyens entre les puits sur la carte analysée.

En généralisant les données de l'expérience, on constate que toutes les courbes « d'erreurs » tendent à s'adoucir à mesure que le maillage d'observations devient de plus en plus lâche. Cet adoucissement s'observe pour les niveaux S_x différents et pour des espacements entre les puits variés en fonction de la caractéristique géométrique de la composante de la variabilité générale de l'indice telle qu'on cherche à dégager au niveau d'étude de l'objet.

Avec l'analyse des cartes de l'épaisseur de saturation effective des gisements de couche, de la porosité, de la perméabilité ainsi que d'autres propriétés, les « erreurs des cartes » se définissent par la variabilité globale de l'indice; avec l'étude de l'épaisseur de saturation effective des gisements en amas ou des surfaces structurales les valeurs S_x sont fonction de la variabilité de second ordre, c'est-à-dire de celle qui est superposée à la variabilité de premier ordre. A cette étape d'exploration, la variabilité de second ordre est déjà dégagée d'après les considérations géologiques générales et les constructions structurales de l'étape précédente (d'après le levé sismique, par exemple). Dans les deux cas le degré d'adoucissement de S_x dépend de l'amplitude d'oscillations de la demi-onde moyenne de l'indice, tandis que les distances auxquelles commence cet adoucissement, de la longueur de cette demi-onde. En utilisant ces deux caractéristiques, on est en mesure de dresser les graphiques permettant de déterminer S_x d'après les éléments géométriques de la carte.

On a montré sur la fig. 126 la famille de courbes permettant de déterminer les « erreurs des cartes » de l'épaisseur de la saturation effective en pétrole des gisements en couches. Les chiffres des courbes correspondent à l'amplitude de la demi-onde moyenne des oscillations de l'épaisseur. La longueur de la demi-onde pour chaque famille de courbes est caractérisée par les grandeurs suivantes: *a* — de 800 à 1600 m; *b* — de 2000 à 3500 m; *c* — de 5000 à 7500 m. Après avoir défini d'après quelques profils les éléments géométriques de la variabilité de l'épaisseur d'une carte concrète, on peut, sur la base des graphiques de la fig. 129, évaluer l'« erreur de la carte » et prévoir sa diminution à mesure que progresse l'exploration. Ces graphiques peuvent également être utilisés à la détermination des « erreurs » des cartes structurales au cas où les éléments géométriques de variabilité de la surface de la couche, définie de la façon indiquée plus haut, se caractérisent par des grandeurs du même ordre que sur la fig. 129.

L'analyse de la précision des paramètres d'un gisement qu'on commence seulement à prospecter, quand la détermination des éléments géométriques de variabilité présente des difficultés, peut s'effectuer par estimation de l'erreur des cartes sur la base de courbes analogues construites par la méthode de raréfaction sur des gisements bien ex-

plorés et associés à des structures et des couches productives analogues.

La précision des cartes dressées d'après un maillage de puits suffisamment resserré est évaluée suivant des méthodes plus rigides décrites dans des ouvrages spéciaux [« Optimisation..., » 1976].

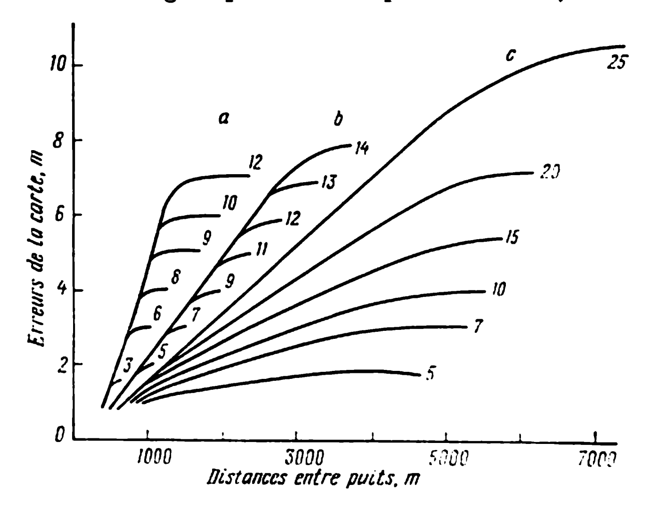


Fig. 126. Graphiques permettant de déterminer les erreurs des cartes.

L'erreur moyenne quadratique sur l'aire d'un gisement est calculée d'après la formule

$$m_F = \mp \sqrt{\frac{S^2_{\text{str}}}{n} + m^2_{\text{c.e-h}}} \frac{L}{\overline{\operatorname{tg} \alpha}}, \qquad \text{(XX.5)}$$

où S_{str} est l'« erreur de la carte » de la surface structurale de la roche-magasin, en m;

n — le nombre de puits de bordure ou de couples de puits d'après lesquels est faite l'interpolation d'isohypses dans la zone de bordure;

$m_{\text{c.e-h}}$ — erreur moyenne quadratique de détermination de la cote du contour eau-huile, en m;

L — longueur du contour, en m;

$\overline{\operatorname{tg} \alpha}$ — tangente moyenne de l'angle de pente de la couche dans la zone de bordure.

Les formules XX.1-XX.5 suffisent à l'évaluation de la précision de détermination des paramètres dans les cas les plus simples. Dans des situations plus complexes on utilise des procédés et des méthodes d'estimation d'appoint.

L'erreur dans le calcul des réserves de pétrole récupérables déterminées par la méthode volumétrique est recherchée comme la

fonction d'erreurs sur les paramètres entrant dans la formule (XIX.13):

$$\frac{M_Q}{Q} = \pm$$

$$\pm \sqrt{\left(\frac{m_F}{F}\right)^2 + \left(\frac{m_{H_{moy}}}{H_{moy}}\right)^2 + \left(\frac{m_{k_p}}{k_p}\right)^2 + \left(\frac{m_{k_h}}{k_h}\right)^2 + \left(\frac{m_\eta}{\eta}\right)^2 + \left(\frac{m_\theta}{\theta}\right)^2 + \left(\frac{m_\rho}{\rho}\right)^2}. \tag{XX.6}$$

Dans cette formule $\frac{M_Q}{Q}$ est l'erreur relative de calcul sur les réserves récupérables de pétrole en % ; l'expression sous le radical est la somme des carrés des erreurs relatives sur les paramètres de la formule (XIX.13).

L'erreur dans l'évaluation des réserves de gaz peut être obtenue à l'aide d'une formule analogue écrite sur la base de la formule (XIX. 14).

L'appréciation des erreurs possibles de détermination des paramètres est un élément important de la caractéristique géologo-économique des champs. Elle permet d'apprécier quantitativement l'effort de recherches, de formuler les exigences envers le degré de connaissance des différents paramètres et des réserves dans leur ensemble, d'évaluer le risque d'échec éventuel de l'exploitation pour cause d'insuffisante exploration des gisements et sur cette base d'élaborer le système de contrôle et de gestion de la qualité des travaux de prospections géologiques.

§ 4. Notion de détermination de la valeur commerciale d'un champ

La valeur commerciale d'un champ s'établit sur la base des indices technologiques, techniques et économiques de l'exploitation dont la caution est à son tour fonction de la qualité des moyens mis en œuvre dans les étapes précédentes d'appréciation géologo-économique ainsi que de la garantie présentée par la détermination des paramètres et des réserves des gisements.

Pour calculer les indices technologiques de l'exploitation des gisements, on doit définir (ou justifier): les réserves récupérables, le mode d'exploitation, les délais de récupération des réserves, le niveau moyen de production annuelle de pétrole, la production du liquide durant l'exploitation, le nombre de puits d'exploitation, le volume d'eau injectée, le nombre de puits d'injection, la part de la production du liquide obtenue par pompage durant les délais d'exploitation. Ces indices peuvent être définis dans le projet d'exploitation d'essai qui doit s'établir en cours d'exploration et même, pour faire mieux, simultanément au projet d'exploration. Ils sont pronostiqués pour 5, 10 ou 15 années d'exploitation.

Si l'on considère que l'établissement d'un projet d'exploitation d'essai est prématuré (prospection s'effectuant dans de nouvelles régions, difficultés de stockage du pétrole produit, etc.), les indices technologiques de l'exploitation peuvent être évalués d'après les formules approchées des calculs hydrodynamiques ou sur la base de l'expérience acquise dans l'exploitation des champs analogues.

A cette fin on détermine le régime de fonctionnement du gisement et d'après sa caractéristique on fixe la cadence de chute annuelle de production de pétrole et d'inondation des puits. On peut dans ce cas se servir des courbes d'exploitation des gisements d'une région concrète aux conditions géologiques semblables.

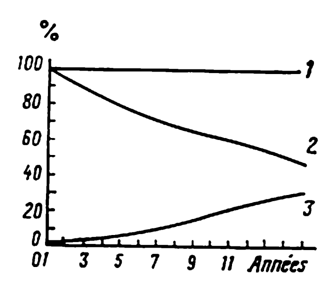


Fig. 127. Variation de la pression de couche (*1*), du débit de pétrole (*2*) et de l'inondation de la production (*3*) en régime de water drive

En guise d'exemple, prenons les courbes de variations des principales caractéristiques d'exploitation des gisements de la province Volga-Oural fonctionnant au régime de water-drive (fig. 127). L'inondation (courbe *3* sur fig. 130) marque le pourcentage d'eau dans la production des puits, tandis que la pression de couche (courbe *1*) et le débit (courbe *2*) sont exprimés en pour cent des valeurs initiales de ces paramètres de chaque année d'exploitation. Ces courbes permettent d'obtenir les valeurs de la production du pétrole dans les deuxième, troisième et suivantes années pour chaque puits en pour cent du débit initial défini par essai des puits de reconnaissance et d'exploration transformé ensuite en valeur absolue.

D'après l'expérience d'exploitation des gisements analogues on détermine la densité du maillage (en ha/puits) et le rapport entre les puits d'exploitation et d'injection (en pour cent). Ensuite, d'après l'aire du gisement on évalue le nombre respectif de ces puits.

La production Q_{pi} de chaque année s'obtient d'après la formule

$$Q_{pi} = 365 q_{pi} k_{ex} N, \qquad \text{(XX.7)}$$

où q_{pi} est le débit journalier moyen par puits dans l'année i-ème en t/j;

k_{ex} — le coefficient d'exploitation défini comme le rapport entre le temps effectif de fonctionnement du puits et celui écoulé d'après le calendrier;

N — le nombre de puits d'exploitation.

A l'aide de la formule (XX.7) on évalue la quantité d'eau écoulée par année Q_{ei}, où, au lieu du débit de pétrole, on porte le débit journalier moyen d'eau q_{ei}. Pour le déterminer, on cherche sur la courbe d'inondation (voir fig. 127) l'inondation moyenne de la production par années et, ensuite, on calcule les débits d'eau pour chaque année:

$$q_{ei} = \frac{a_i q_{pi}}{1 - a_i}, \qquad \text{(XX.8)}$$

où a_i est l'inondation moyenne de la production du puits dans l'année i-ème en fractions d'unité.

En sommant Q_{pi} et Q_{ei} par année, on obtient le débit de liquide Q_{li} en t/an.

La quantité d'eau injectée chaque année dans la couche Q_{ei} durant la période étudiée (disons 15 ans) est prise conventionnellement égale au débit de liquide obtenu durant la première année d'exploitation, autrement dit $Q_{ei} = Q_{li}$.

Sur la base de ces données on peut apprécier la valeur commerciale des réserves du champ, sous laquelle on comprend l'expression monétaire de l'effet d'exploitation définie sur la base du montant maximal d'investissements admissibles dans la production du pétrole durant un laps de temps déterminé. En déterminant le niveau des investissements admissibles, on doit se référer aux prix mondiaux de la production de même type. Pour l'appréciation de la valeur économique du champ, on se sert d'indices techniques et économiques suivants :

a) volume total d'investissement de capitaux (C, mille roubles) durant la période d'appréciation (15 ans) ;

b) frais d'exploitation globaux (G, mille roubles) pour la même période ;

c) investissements spécifiques (C_{sp}, roubles/t) dans l'exploitation du champ :

$$C_{sp} = \frac{C}{\overline{Q}_p}, \qquad \text{(XX.9)}$$

où $\overline{Q}_p$ est la production annuelle moyenne de pétrole durant la période d'appréciation en t ;

d) prix de revient global moyen de la production de 1 t de pétrole (G', roubles/t) durant la période d'appréciation :

$$G' = \frac{G}{\sum Q_{pi}}, \qquad \text{(XX.10)}$$

où $\Sigma\, Q_{pi}$ est la production globale de pétrole durant la période d'appréciation ;

e) dépenses réduites par 1 t de pétrole (D_r, roubles/t) évaluées d'après la formule

$$D_r = G' + EC_{sp}, \qquad \text{(XX.11)}$$

où E est le coefficient normé de l'efficacité des investissements de capitaux égal à 0,12 ;

f) production marchande (M, mille roubles) après réalisation du pétrole évaluée d'après la formule

$$M = P_g \Sigma Q_{pi}, \qquad \text{(XX.12)}$$

où P_g est le prix de gros ou le prix mondial, si ce dernier est supérieur ;

g) rentabilité globale des investissements de capitaux (R, %) dans la production du pétrole déterminée par la formule

$$R = \frac{\overline{B} \cdot 100}{C}, \qquad \text{(XX.13)}$$

où $\overline{B}$ est le bénéfice annuel moyen pour la période d'appréciation en roubles:

$$\overline{B} = \frac{M - G}{15}; \qquad \text{(XX.14)}$$

h) délai d'amortissement des capitaux investis (T, années) est évalué à l'aide de la formule

$$T = \frac{C}{M - G}. \qquad \text{(XX.15)}$$

En guise d'indice de synthèse de la valeur économique du champ on se sert de l'expression monétaire de l'effet résultant de l'utilisation de ses réserves

$$R_g = \sum_{t=1}^{T} \frac{Z_t - S_t}{(1 + E_{nr})^t} \text{ roubles}, \qquad \text{(XX.16)}$$

où T est la période théorique d'appréciation d'un champ en partant de l'année d'appréciation ($t = 1$) jusqu'à l'année de l'épuisement du champ ($t = T$);

Z_t — le prix de la production annuelle du champ, calculé en fonction du coût maximal (P_g) de la t-ème année;

S_t — la somme des dépenses en investissements et en exploitation (sans décomptes pour rénovation) effectuées dans la t-ème année d'exploitation;

E_{nr} — la norme permettant de réduire les dépenses faites à des époques différentes à une période unique (prise égale à 0,08).

L'estimation R_g est l'expression monétaire de la rente différentielle des mines qu'on peut obtenir en réalisant les réserves du champ donné.

En confrontant les indices économiques de l'efficacité de l'exploitation du champ considéré avec des indices analogues d'autres champs, on est en mesure d'évaluer son apport au rendement de la branche toute entière et de déterminer la séquence de mise en valeur. Certains indices, par exemple le coût de revient d'une tonne de pétrole (G'), sont utilisés à l'optimisation de l'exploration et pour le contrôle de la prospection. Cet indice est évalué au moyen de dépenses d'exploitation globales qui, si la production est maintenue à pression constante par injection d'eau, peuvent être calculées à l'aide de la formule

$$G = G_{fonc} T N + G_{tr} \Sigma Q_{pt} + G_{ch} N T + G_{dln} n T + G_p + G_{ln} + G_{dés} + A, \qquad \text{(XX.17)}$$

où G_{fonc} sont les dépenses annuelles de fonctionnement d'un puits;
N — le nombre de puits d'exploitation;
T — la période prévue d'exploitation;
G_{tr} — les dépenses courantes de transport et de stockage d'une tonne de pétrole par an;
ΣQ_{pt} — la production de pétrole durant la période d'exploitation;
G_{ch} — les dépenses annuelles de chantier grévant un puits;
G_{din} — les dépenses annuelles d'inondation d'un puits d'injection;
n — le nombre de puits d'injection;
G_{p} — les dépenses en énergie pour l'exploitation par pompage;
G_{in} — les dépenses en énergie pour l'inondation;
$G_{désé}$ — les dépenses en désémulsion;
A — l'amortisation et les dépenses de réparation des puits d'exploitation et d'injection.

Certaines dépenses sont calculées en utilisant diverses relations normatives ou les données de fait fournies par l'Administration de la prospection des gisements de pétrole et de gaz de la région où se trouve le champ.

Suivant un principe analogue on détermine les investissements de capitaux (C) dans l'exploitation.

Le conditionnement des réserves d'un champ est apprécié d'après la grandeur de la rentabilité R ou du bénéfice B. Selon les normes de conditionnement exposées plus haut, si $R < 0$ ou si $B = 0$ les réserves sont considérées comme non actives.

23-0805

CHAPITRE XXI

RENDEMENT ÉCONOMIQUE DES PROSPECTIONS DÉTAILLÉES DE PÉTROLE ET DE GAZ

§ 1. Principes d'appréciation et indices d'efficacité économique des prospections détaillées de pétrole et de gaz

Par efficacité des travaux de prospections géologiques de pétrole et de gaz on entend la fourniture en des délais rationnels et avec la plus grande économie possible du travail social de réserves en quantité et degré de connaissance objectivement nécessaires à la satisfaction des besoins de la société en ces matières premières, ainsi qu'au fonctionnement rentable des industries d'extraction du pétrole et du gaz. L'efficacité des prospections géologiques de pétrole et de gaz dépend de nombreux facteurs tels que les conditions naturelles des champs, le soutient scientifique et méthodique des prospections détaillées, le progrès technique dans les procédés de forage et les méthodes d'étude du sous-sol, ainsi que dans l'exploitation des champs de pétrole et de gaz, le perfectionnement des techniques d'exécution et d'organisation, autant de facteurs qui en fin de compte aboutissent à l'élévation de la productivité sociale du travail.

Elle est définie pour différents champs, ainsi que pour toute une région ou une branche et caractérise les différents stades, étapes et tout le cycle des prospections détaillées.

Pour l'expression quantitative de l'efficacité économique de l'effort de recherche on recourt à tout un système d'indices d'estimation qui se subdivisent en indices directs et calculés, de même qu'en indices naturels et de valeurs. Les indices calculés se définissent par le rapport des dépenses aux résultats obtenus ou, inversement, des résultats du stade (étape, cycle) aux moyens financiers mis en œuvre.

En évaluant l'efficacité , il faut souligner que toutes les dépenses des travaux géologiques et géophysiques ne peuvent être rapportées sur le compte du coût de préparation de réserves de pétrole et de gaz, vu qu'une partie de ces travaux présente un intérêt national, c'est le cas, par exemple, des levés régionaux géologiques, géophysiques et géochimiques, de même que des investigations théoriques générales, etc. Il ne faut inclure dans les calculs que les dépenses se rapportant au stade, à l'étape ou à l'ensemble du cycle de prospections détaillées concernées.

On distingue l'efficacité économique de l'effort de recherche du secteur professionnel (de la branche industrielle) et celle de l'économie nationale toute entière.

L'efficacité économique de la branche industrielle apprécie l'effort des différents stades, étapes et globalement de tout le cycle de recherche; elle est définie par les volumes et la qualité des solutions données aux problèmes géologiques des stades respectifs ainsi que par la sûreté des résultats obtenus.

L'efficacité de l'étape de reconnaissance d'un champ est appréciée par le temps mis à la préparation de la structure au forage profond, par les volumes et le coût de ce stade des travaux, la durée du forage de reconnaissance, le nombre de puits de reconnaissance, les dépenses en forage de reconnaissance exprimées en mètres et en monnaie, la quantité ou la fraction des puits productifs sur leur nombre total, l'accroissement des réserves des catégories C_1 et C_2.

L'efficacité de l'étape d'exploration et de tout le cycle des prospections détaillées se définit par des caractéristiques analogues. Il s'y ajoute de plus les quantités d'huile et de gaz par puits et par mètre foré; le coût de préparation d'une tonne de réserves actives et récupérables de pétrole et de mille m^3 de réserves de gaz par catégories $A + B + C_1$.

Pour apprécier l'efficacité des travaux de prospection détaillée dans une région durant une période déterminée, on définit les indices indiqués plus haut en y adjoignant: le nombre de structures confirmées par des forages, l'aire moyenne d'une structure et l'aire globale de toutes les structures, les coûts spécifiques d'un km^2 d'aire de structure préparée, le coefficient de succès des champs découverts, le nombre de champs découverts, le bilan des réserves de catégories différentes, etc.

L'appréciation de l'efficacité de la branche est de nature comparative, l'efficacité s'établissant par confrontation des caractéristiques réelles et de projet ou normatives de travaux concrets. Elle doit refléter les niveaux scientifiques et techniques ainsi que l'organisation de l'effort de recherche; toutefois, ces indices subissent l'influence des conditions naturelles des régions de travaux et des champs découverts dans ces dernières (quantité de réserves, profondeur de gisement, complexité de l'architecture, etc.). Aussi en appréciant l'efficacité des travaux sur des champs différents (ou dans des régions différentes), faut-il respecter les règles de confrontation des conditions naturelles des objets comparés.

Un rôle important dans l'appréciation de l'efficacité de l'effort de recherche revient à la prise en compte de la qualité avec laquelle sont résolus les problèmes géologiques du stade, étape et cycle entier des travaux entrepris. A cette fin on se sert d'une série d'indices tels que le coefficient de succès de la découverte des champs pour l'appréciation de l'efficacité de l'étape de reconnaissance, le pourcentage des puits productifs dans le nombre total des puits d'exploration ou l'obtention d'un rapport entre les réserves de différentes catégories permettant de caractériser l'étape d'exploration ou tout le cycle de prospections détaillées, etc. Cependant ces indices apprécient de façon insuffisante la qualité de la préparation des réserves

(c'est-à-dire leur degré d'authenticité), et ceci principalement à cause d'absence de contenu quantitatif dans les critères utilisés, par exemple dans les catégories de réserves, et doivent donc être perfectionnés.

L'une des voies de ce perfectionnement est l'adoptation en guise de critère d'efficacité des travaux de prospections de l'indice proposé par R. A. Egorov

$$W = C_p + R = \min, \qquad \text{(XXI.1)}$$

où C_p est le coût de la préparation de 1 t de réserves extraites en roubles/t;

R — accroissement éventuel du coût de préparation de 1 t de réserves et du prix de revient de l'extraction des réserves si ces derniers ne se conforment pas aux dimensions de l'erreur prévue par le calcul; les calculs sont effectués à l'aide des formules (XVII.1) et (XVII.2).

Cet indice au cas du minimum de la fonction (XXI.1) définit l'exploration optimale du gisement ou du champ (voir ch. XVII). Il s'y exprime: les conditions géologiques et la méthode des prospections détaillées (au moyen de la grandeur C_p); l'influence du système d'exploitation futur (au moyen de la grandeur R); le temps dépensé à l'exécution des travaux (en tenant compte du facteur temps dans le calcul du coût des travaux de prospection détaillée), autrement dit les principaux facteurs de l'efficacité de la branche concernée.

Les avantages de cet indice peuvent être illustrés par l'exemple suivant. Supposons qu'à partir de deux champs de même type on a préparé par des travaux de prospection détaillée chaque fois 100 millions de tonnes de pétrole, dont 80 millions de tonnes de la catégorie C_1 et 20 millions de tonnes de la catégorie B. Le coût de préparation de 1 t de réserves sur le premier champ s'est avéré égal à 0,10 rbl/t et sur le second à 0,08 rbl/t. D'après les indices courants l'efficacité de l'effort de recherche est supérieure pour le second champ car le degré d'exploration est le même, tandis que le coût de préparation des réserves dans le second cas est inférieur. Or plus haut (voir ch. XVII) on a souligné que les réserves de différentes catégories sont estimées avec des erreurs différentes. Si l'on admet que l'erreur de calcul des réserves sur le premier champ est de ± 10 % et sur le deuxième ± 12 % (différence possible et même suffisamment petite), tandis que le prix de revient attendu d'une tonne de pétrole à la dixième année d'exploitation est de 4 rbl/t, et si l'on procède au calcul des indices W_1 et W_2 à l'aide des formules données plus haut, on constate que le premier champ est exploré avec une efficacité économique plus grande que le second. Mais si l'on abaisse le prix de revient de la production du pétrole jusqu'à 3 roubles 50 kop., les indices W_1 et W_2 deviendront égaux, et pour un prix de revient encore plus bas la prospection du second champ s'avérera

plus efficace. Il en découle que l'indice W est très sensible aux influences qu'exercent sur les déductions finales les facteurs d'efficacité principaux de la branche étudiée, et il est donc très utile de l'inclure dans le système général d'appréciation de l'efficacité de l'effort de recherche.

L'efficacité pour l'économie nationale des dépenses en travaux de prospection géologique est définie par les résultats finals de la production pour la société tout entière du fait de l'exécution de ces travaux avec prise en compte de l'utilisation industrielle des réserves découvertes et préparées. Elle est appréciée pour l'essentiel par le degré d'approvisionnement de l'économie nationale en réserves explorées et la compensation des dépenses monétaires en prospections géologiques sous forme d'estimation du prix des réserves.

Aussi, en appréciant l'efficacité pour l'économie nationale de l'effort de recherche, le rôle primordial doit être attaché aux conditions naturelles du champ. Si ce dernier comporte de grandes réserves et se trouve dans des conditions économiques et géographiques favorables, les travaux de prospections géologiques seront économiquement rentables, même exécutés avec des vices de forme importants. L'efficacité économique des travaux de prospections géologiques subit également l'influence des facteurs objectifs indépendants de l'activité du service géologique. C'est ainsi que l'amélioration de la technologie de production du pétrole élevant la quantité récupérée du sous-sol, l'élévation des prix mondiaux ou l'amélioration de l'infrastructure de la région peuvent augmenter la valeur commerciale des réserves du champ et transformer les efforts de recherche de non efficaces en efficaces.

Il est admis de définir l'indice d'efficacité des travaux de prospections géologiques (E_{pg}) pour l'économie nationale comme le rapport de l'effet en monnaie de la production annuelle du champ au coût de l'effort de recherche. Compte tenu de (XX.16)

$$E_{pg} = \frac{Z_t - S_t}{S_{pg}\,(1+E_{nr})^t}, \qquad \text{(XXI.2)}$$

où S_{pg} est le coût global en travaux de prospections géologiques de préparation d'un champ à l'exploitation; quant aux autres termes, ils sont analogues à ceux de la formule (XX.16).

La grandeur E_{pg} montre que la fraction des dépenses en prospections géologiques est compensée par des profits en sus des bénéfices annuels normaux de l'exploitation du champ. Pour l'exprimer quantitativement on se sert d'indices d'appréciation économique des champs de pétrole et de gaz (voir ch. XX), le moment le plus important étant la définition objective du prix de pétrole et de gaz.

§ 2. Voies permettant d'élever l'efficacité des travaux de prospection détaillée

Le niveau actuel élevé et les cadences de développement de l'industrie pétrolière et gazière poussent à l'accentuation des efforts d'organisation des prospections géologiques garantissant la fourniture à ces branches des réserves de pétrole et de gaz. La solution à ce problème ne peut être apportée qu'au moyen d'intensification de l'exécution des prospections géologiques, vu que les réserves d'un simple élargissement des travaux sont dans une grande mesure épuisées. Le besoin d'intensifier l'exécution des recherches s'explique aussi par le fait que les perspectives de découverte de nouveaux champs doivent tenir compte des conditions régnant dans les régions arctiques et les plates-formes continentales bordant les mers et les océans; quant aux régions déjà mise en valeur, la prospection y doit aborder les grandes profondeurs à l'architecture complexe et peu étudiée. Bref, les objectifs qui se posent devant les prospections géologiques ne peuvent être atteints qu'avec un accroissement important de la productivité du travail dans tous les chaînons du processus des prospections détaillées, à commencer par les études et mises au point scientifiques jusqu'aux différentes opérations exécutées dans les puits, les stations géophysiques, les laboratoires, etc.

Les principales voies du progrès scientifique et technique dans les travaux de prospections géologiques en pétrole et en gaz se rattachent au développement des études dans le domaine des recherches fondamentales et appliquées, à l'élévation du niveau technique et d'organisation de l'exécution des travaux de reconnaissance et d'exploration.

Les objectifs des recherches scientifiques et méthodiques sont les suivants:

1. L'accroissement de l'argumentation des possibilités pétrolifères et gazéifères des territoires et des nouveaux complexes lithostratigraphiques et structuraux dans les régions relativement explorées. Le choix sur cette base de fils directeurs fondés de prospections géologiques et de régions où seront concentrées les ressources financières affectées aux travaux de reconnaissance et d'exploration. La concentration des ressources financières suivant les directions principales est un moyen important d'accroissement de l'efficacité des travaux.

2. L'intensification des travaux devant établir les lois de formation et de répartition dans l'espace de zones d'accumulation en pétrole et en gaz, de champs au sein des zones et de gisements au sein des champs. Un rôle particulièrement important revient au dégagement de possibilités de découverte de gros champs de pétrole et de gaz qui élèvent fortement le rendement des dépenses en prospections géologiques.

3. Le perfectionnement des méthodes d'exécution des travaux de prospection détaillée à tous les stades et étapes consistant:

a) en un choix scientifiquement argumenté de l'objectif et en une formulation quantitative des problèmes à résoudre (exigences envers les résultats) à chaque stade, étape et cycle de prospections détaillées;

b) en l'amélioration de la qualité de la préparation des aires au forage profond;

c) en perfectionnement et mise au point de nouvelles méthodes de répartition des puits au cours de la reconnaissance et de l'exploration des champs et des gisements de types différents sur la base de solutions optimales;

d) en un concours complexe et rationnel de différents moyens de réalisation d'objectifs du stade ou étape correspondant (par exemple, dans l'estimation pétrolifère des structures locales sur la base d'un ensemble de méthodes géophysiques et géochimiques indirectes à l'étape de reconnaissance conjointement au forage de puits et une prospection sismique détaillée à l'étape de l'exploration, etc.);

e) en mathématisation des idées et méthodes géologiques de solution des objectifs techniques de la reconnaissance et de l'exploration de champs de pétrole et de gaz;

f) dans l'application de méthodes géologo-mathématiques à l'analyse des résultats des travaux de prospection détaillée et à la détermination du degré optimal de connaissance des gisements et des champs;

g) en l'amélioration des méthodes de rassemblement de l'information géologique dans le but d'élévation de la qualité de son traitement par un système automatisé;

h) en l'utilisation d'acquis techniques d'autres sciences et branches de l'économie nationale pour la reconnaissance et l'exploration des champs de pétrole et de gaz, par exemple en utilisant sur une plus grande échelle les photographies de la Terre prises de l'espace (du cosmos) pour établir les cartes des structures géologiques, etc.

4. Le perfectionnement de critères et de systèmes d'appréciation de l'efficacité économique des efforts de recherche dans leur ensemble et de ses différentes parties, ainsi que d'indices servant à cette fin.

Dans le domaine de l'élévation du niveau technique des prospections détaillées de pétrole et de gaz les principales tâches sont:

1) l'accroissement du pouvoir d'investigation des méthodes géophysiques d'établissement des cartes de sédiments en gisement profond;

2) l'augmentation de la vitesse de forage, la diminution d'interruptions, la liquidation de dépenses improductives de temps et de ressources;

3) la mise en œuvre d'une mécanisation et automatisation complexe des principales opérations d'exécution des recherches: forage des puits, exécution d'investigations sur le terrain et géophysiques de chantier, etc.;

4) l'emploi de nouvelles méthodes et de procédés techniques de

forage, de décapage d'horizons productifs et d'échantillonnage des puits, de prise d'échantillons de roches et de fluides de couche etc., surtout vu l'augmentation des profondeurs et, partant, des pressions de couche et des températures;

5) la création de complexes ou systèmes de procédés techniques utilisables pour différents travaux de prospection détaillée (le forage, les études géophysiques, etc.); il arrive, par exemple, qu'en accroissant sensiblement la vitesse de forage, on oublie d'améliorer la qualité et la fiabilité de la tête de carottier servant à la prise de carotte, d'échantillonneurs et autres outils fournissant l'information en quantité et qualité nécessaires à partir des puits, et de ce fait on abaisse fortement l'effet acquis grâce à l'accélération de la vitesse de forage.

Quant à l'organisation de l'exécution des travaux de prospections géologiques, de grandes réserves d'augmentation de l'efficacité se cachent dans les circonstances suivantes.

1. La planification de travaux de prospection détaillée sur de nouveaux territoires doit s'appuyer sur des programmes complexes embrassant divers aspects de l'activité scientifique et de production s'étalant sur une période suffisamment grande (5, 10, 15 ans). Dans ces plans on doit prévoir différents modes de transport, des sources d'énergie, des bases permanentes et de transbordement, la création de villes et de cités ouvrières, des ressources en mains d'œuvre ainsi que des institutions de formation de cadres, et beaucoup d'autres choses. La planification des travaux de prospections détaillées de pétrole et de gaz doit être accordée avec le développement d'autres branches dans la région considérée ainsi qu'avec les exigences de la protection de l'environnement.

La planification des travaux de prospection doit s'accorder avec les plans de développement des branches de l'industrie extractive (les cadences de mise en exploitation des champs, les délais de construction des gazoducs, etc.) évitant ainsi le blocage des capitaux investis en prospection des champs que l'industrie est incapable de mettre en valeur. Toutefois, la planification rationnelle est appelée à accélérer l'exécution de la prospection et de la mise en exploitation de gros champs de pétrole et de gaz entraînant ainsi des mutations qualitatives dans l'efficacité des travaux de prospections géologiques ainsi que des branches de l'industrie extractive.

2. De grandes réserves d'augmentation de rendement se cachent dans le respect de la séquence rationnelle des travaux de prospection détaillée sur le champ, qui, au fond, est un des procédés de contrôle du processus.

3. En accomplissant les tâches des différents stades et étapes, il faut aborder l'organisation des travaux avec une même approche, à savoir: établissement de projets, analyse de la marche de leur exécution et correction de l'opération, si le besoin s'en fait sentir. Une telle approche permettra de fixer le moment de réalisation d'une tâche et, partant, d'éviter les dépenses inutiles.

En conclusion il faut noter que les conditions énumérées plus haut d'accroissement de l'efficacité des travaux de prospection détaillée sont absolument nécessaires. Mais pour que l'effet en soit maximal, elles doivent devenir partie intégrante du système de gestion de la qualité d'exécution des travaux de prospections détaillées. La base méthodique de ce système est une fonction objet liant les résultats des travaux effectués et leur coût au moyen d'un seul critère d'efficacité. Un exemple de telle fonction nous est fourni par l'expression (XXI.1). En effectuant successivement l'analyse géologique, technique et économique du processus de prospections détaillées sur un champ, avec calcul de la valeur intrinsèque du critère d'efficacité, comme c'est recommandé au chapitre XVII, on est en mesure d'apporter des corrections à chaque étape suivante en matière de la quantité de puits d'exploration ou de développement, du nombre d'échantillonnages, d'analyses de carotte et d'échantillons de pétrole et de gaz, des cadences de forage, etc., cherchant à abaisser au maximum la valeur de l'indice W.

A cette fin il convient de prévoir l'exécution de chaque étape suivante des travaux en plusieurs variantes différant en modes d'investigation des gisements (par exemple, par la catégorie des puits et d'études que ces derniers comportent) ou en époques de réalisation de ces variantes, avec choix subséquent de la meilleure variante pour les conditions d'exploitation réelles.

OUVRAGES À CONSULTER

Абрамович М. В. Поиски и разведка залежей нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1948.

Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., Недра, 1973.

Брод И. О. Залежи нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1951.

Брод И. О., Фролов Е. Ф. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1957.

Буялов Н. И., Забаринский П. П. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1960.

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., Недра, 1968.

Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1965.

Оленин В. Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. Недра, 1977.

Оптимизация разведки нефтяных месторождений/Е. Ф. Фролов, Н. Е. Быков, Р. А. Фурсов. М., Недра, 1976.

Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М., Недра, 1976.

Соколов В. Л., Фролов Е. Ф., Фурсов А. Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1974.

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа/А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев, Г. Т. Юдин. М., Высшая школа, 1976.

Levorsen A. Geology of Petroleum, 2nd ed. San Francisco, 1967.

TABLE DES MATIÈRES

Partie 2

MÉTHODES DES PROSPECTIONS DÉTAILLÉES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Partie 3

OBJECTIFS DES ÉTAPES ET DES STADES DES PROSPECTIONS GÉOLOGIQUES ET DES TECHNIQUES DE LEUR RÉSOLUTION

Partie 4

PROSPECTIONS DES GISEMENTS DE PÉTROLE ET DE GAZ

Partie 5

APPRÉCIATION GÉOLOGIQUE ET ÉCONOMIQUE DES RÉSULTATS DES PROSPECTIONS DÉTAILLÉES

A NOS LECTEURS

Les Editions Mir vous seraient très reconnaissantes de bien vouloir leur communiquer votre opinion sur le contenu de ce livre, sa traduction et sa présentation, ainsi que toute autre suggestion.

Notre adresse :
2, Pervi Rijski péréoulok,
Moscou, I-110, GSP, U.R.S.S.

Imprimé en Union Soviétique